

---

**FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO**

**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELECTROTÉCNICA E DE COMPUTADORES**



# **Aplicação para Tratamento de Congestionamentos em Redes de Transmissão de Energia Eléctrica Utilizando *Market Splitting***

Cátia João Farinha De Andrade

Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores –

Ramo de Energia, Faculdade Engenharia da Universidade do Porto

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre relativo ao Curso de Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores, no ramo de Energia.

Orientador: Professor Doutor João Paulo Tomé Saraiva

Porto, 7 de Março de 2008

---

---

# **Aplicação para Tratamento de Congestionamentos em Redes de Transmissão de Energia Eléctrica Utilizando *Market Splitting***

Cátia João Farinha De Andrade

Dissertação realizada no âmbito do  
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores  
sob orientação de  
Professor Doutor João Paulo Tomé Saraiva

---

(O Presidente do Júri, Professor Doutor António Sepúlveda Machado e Moura)

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto  
Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores  
Rua Roberto Frias, s/n, 4200-465 Porto, Portugal

Março de 2008

---

---

## Agradecimentos

Em primeiro lugar, não posso deixar de dirigir com profunda admiração e estima um agradecimento especial ao Professor Doutor João Paulo Tomé Saraiva, pelo precioso apoio, incentivo e disponibilidade que me facultou ao longo da minha formação académica, em especial nestes últimos seis meses em que foi incansável no esclarecimento de dúvidas e na ajuda a ultrapassar as dificuldades com que me deparei ao longo deste trabalho.

Agradeço, a todos os Professores do DEEC da FEUP, nomeadamente da área de Energia, pelo modo como sempre souberam transmitir os seus preciosos conhecimentos e pelo permanente incentivo e dedicação que me destinaram.

Um agradecimento especial ao Engenheiro Bruno Gomes pela preciosa ajuda em questões relacionadas com a programação da aplicação desenvolvida ao longo da Tese.

Agradeço ainda, aos meus colegas e amigos que, directa ou indirectamente, me ajudaram a realizar este trabalho e com quem partilhei inúmeras experiências nestes anos de aprendizagem e crescimento.

À minha família, em especial aos meus pais, aos meus irmãos e aos meus avós, pelo incondicional afecto, pela confiança e compreensão demonstrada e, acima de tudo, por fazerem parte da minha vida.

A todos a minha profunda e sincera gratidão.

---

---

## Resumo

Ao longo dos anos mais recentes o sector eléctrico foi sendo submetido a uma profunda reestruturação. Esta alteração conduziu à criação de mercados de energia eléctrica que proporcionam a livre concorrência, de modo a aumentar a transparência. Este processo levanta alguns problemas para os quais não existem soluções únicas e irrefutáveis. Um dos aspectos mais importantes verificados na reestruturação do sector é a separação entre o Operador de Mercado e Operador de Sistema, e entre a produção, transmissão, distribuição e a comercialização de energia eléctrica.

O trabalho desenvolvido permite analisar as situações adoptadas em alguns países precursores na implementação da reestruturação do sector eléctrico e examinar alguns dos mecanismos mais utilizados no funcionamento de mercados de energia eléctrica.

De modo a cumprir os objectivos propostos, implementou-se uma aplicação que permite simular o tratamento de situações de congestionamento em redes de transmissão de energia eléctrica utilizando *market splitting*.

A aplicação desenvolvida incluiu um módulo que simula o funcionamento de um Operador de Mercado, entidade responsável pela recepção de propostas de compra e venda de energia eléctrica para cada hora do dia seguinte e por realizar despachos horários para cada um desses períodos. Em seguida, as propostas de compra e venda aceites são utilizadas para executar um estudo de trânsito de potências utilizando o modelo DC de modo a avaliar a existência de congestionamentos. Caso existam, o Operador de Mercado deverá construir as curvas agregadas das propostas de compra e de venda em cada uma das áreas em que o sistema se subdivide de modo a identificar o despacho e o preço de mercado respectivos.

Os resultados obtidos demonstram a relevância deste tipo de aplicação em centros de controlo de sistema eléctricos reestruturados, atendendo à necessidade de separar aspectos económicos de aspectos técnicos, de modo a serem criados e desenvolvidos mecanismos competitivos e transparentes.

---

## Abstract

Over the years, the electricity sector has been subjected to a thorough restructuring process that led to the creation of electricity markets that provide free competition, and an increased transparency. This raises problems for which there are no unique and irrefutable solutions. One of the most important points made when restructuring the sector is the separation between the Market Operator and System Operator, and between generation, transmission, distribution and retailing.

This work allowed us to examine the situation in several countries that implemented the restructuring process and examined some of the mechanisms used in the operation of electricity markets.

In order to meet the proposed objectives we implemented an application that simulates the handling of congestion situations in transmission networks using market splitting.

The application developed includes a module that simulates the operation of a Market Operator, the entity responsible for the reception of bids for the purchase and sale of electricity for each hour of the following day in order to build schedules for each of these periods. Then the cleared bids were used to perform a power flow study using the DC model in order to assess the existence of congestion. If congestion exists, the Market Operator builds the aggregate bid curves for each of the areas in which the system can be divided in order to identify their final schedules and market prices.

The results demonstrate the relevance of this type of application in the control centers of electricity restructured systems as well as the need to separate economic aspects from technical ones, in order to build and develop competitive and transparent mechanisms.

---

## Résumé

Au fil des années, le secteur de l'électricité a été soumis à un minutieux processus de restructuration. La surnommée restructuration a abouti à la création de marchés de l'électricité qui prévoient la libre concurrence et une transparence accrue. Cela soulève des problèmes pour lesquels il n'existe pas des solutions uniques et irréfutables. L'un des points les plus importants réalisés lors de la restructuration du secteur est la séparation entre l'Opérateur du Marché et d'Exploitation du Réseau, et entre génération, transmission, distribution et commerce de électricité.

Ce travail nous a permis d'examiner la situation dans plusieurs pays qui ont mis en œuvre le processus de restructuration et aussi d'étudier certains des mécanismes utilisés dans le fonctionnement des marchés de l'électricité.

Afin de répondre aux objectifs proposés, nous avons mis en place une application qui simule le traitement des situations de congestion dans les réseaux de transport utilisant *market splitting*.

L'application développée comprend un module qui simule le fonctionnement d'un Opérateur du Marché, l'entité qui est responsable pour la réception des offres d'achat et vente d'électricité par chaque heure du jour suivant afin de construire des horaires pour chacun de ces périodes. Puis les offres qui ont été acceptées sont utilisées pour effectuer une étude des fluxes de puissance utilisant le modèle DC afin d'évaluer l'existence de la congestion. En cas de congestion, l'Opérateur du Marché devra construire le total des offres des courbes pour chacun des domaines dans lesquels le système peut être divisé, en vue d'identifier leurs horaires finales et les prix du marché.

Les résultats démontrent la pertinence de ce type d'application pour les centres de contrôle des systèmes restructurés de l'électricité, ainsi que la nécessité de séparer les aspects économiques en regardant les aspects techniques, afin de construire et de développer des mécanismes transparents et compétitifs.

---

## Índice

Resumo .....	iii
Abstract.....	iv
Résumé .....	v
Índice .....	vi
Lista de figuras .....	viii
Lista de tabelas .....	ix
Lista de abreviaturas e símbolos.....	x
Glossário de termos nacionais e estrangeiros .....	xii
1. Introdução .....	1
1.1. Considerações gerais .....	1
1.2. Descrição sumária.....	2
1.3. Estrutura da tese.....	3
2. Mercados de Energia Eléctrica .....	5
2.1. Evolução do sector eléctrico.....	5
2.2. Modelos de funcionamento de mercados de electricidade .....	6
2.2.1. Aspectos gerais .....	6
2.2.2. Propostas simples .....	10
2.2.3. Propostas complexas.....	10
2.2.4. Contratos Bilaterais .....	11
2.3. Operador Independente de Sistema .....	13
2.4. Tratamento de congestionamentos .....	14
2.4.1. <i>Market splitting</i> .....	15
2.4.2. <i>Counter trading</i> e redespacho .....	17
2.5. Experiências em diversos países e áreas geográficas .....	18
2.5.1. <i>NordPool</i> .....	19
2.5.2. MIBEL – Mercado Ibérico de Electricidade .....	21
2.5.3. Reino Unido.....	23
2.5.4. Nova Iorque .....	26
3. Metodologias para o tratamento de congestionamentos.....	29
3.1. Métodos de alocação de capacidade de transmissão .....	29

---

3.1.1. <i>Explicit auctions</i> .....	29
3.1.2. <i>Implicit auctions</i> .....	30
3.1.3. <i>Market Splitting</i> .....	31
3.2. Métodos para atenuar os congestionamentos .....	33
3.2.1. Redespacho .....	33
3.2.2. <i>Counter trading</i> .....	35
3.3. Propostas de ajustes .....	36
4. Metodologia desenvolvida.....	39
4.1. Aspectos gerais .....	39
4.2. Dados requeridos pelo programa .....	40
4.3. Formulação do mercado em Pool simétrico por leilão de preço uniforme.....	42
4.4. Modelo DC .....	45
4.5. Separação do Mercado em áreas .....	46
4.6. Formulação do Mercado por áreas .....	47
5. Testes e resultados .....	49
5.1. Dados da rede utilizada.....	49
5.2. Resultados obtidos .....	53
5.3. Comentários aos resultados obtidos .....	58
6. Conclusões.....	62
Bibliografia.....	63



---

## Lista de figuras

Figura 2. 1 – Funcionamento em Pool: a) simétrico; b) assimétrico.....	7
Figura 2. 2 – Fixação do preço de mercado para um período de tempo.....	8
Figura 2. 3 – Diagrama típico de funcionamento de um gerador síncrono. ....	9
Figura 2. 4 – Propostas de venda estruturadas em blocos. ....	10
Figura 2. 5 – Contratos às diferenças. ....	12
Figura 2. 6 – Curvas agregadas de ofertas de compra e venda para todo o sistema.....	16
Figura 2. 7 – Curvas agregadas para a zona A e preço $P_{mA}$ . ....	16
Figura 2. 8 – Curvas agregadas para a zona B e preço $P_{mB}$ .....	16
Figura 2. 9 – Ordenação de propostas de ajuste. ....	18
Figura 4. 1 – Fluxograma da aplicação desenvolvida. ....	39
Figura 4. 2 – Caracterização da rede, dados iniciais. ....	40
Figura 4. 3 – Representação dos dados dos geradores e das cargas. ....	41
Figura 4. 4 – Caracterização da rede, dados da rede. ....	42
Figura 4. 5 – Valores fornecidos pela aplicação.....	44
Figura 4. 6 – Valores fornecidos pela aplicação para cada área.....	47
Figura 4. 7 – Interfaces gráficas complementares. ....	48
Figura 5. 1 – Esquema unifilar da rede de 24 nós do IEEE.....	49
Figura 5. 2 – Mercado em pool simétrico: a) Período 1; b) Período 2; c) Período 3. ....	54
Figura 5. 3 – Mercado em pool simétrico no Vazio. ....	58
Figura 5. 4 – Mercado em pool simétrico na Ponta a) área 1; b) área 2.....	60
Figura 5. 5 – Mercado em pool simétrico na Cheias: a) área 1; b) área 2. ....	61

---

## Lista de tabelas

Tabela 5. 1 – Dados dos períodos considerados.....	50
Tabela 5. 2 – Dados dos ramos da rede. ....	51
Tabela 5. 3 – Propostas de compra nos períodos considerados.....	52
Tabela 5. 4 – Propostas de venda nos períodos considerados. ....	52
Tabela 5. 5 – Ramos de interligação da rede.....	53
Tabela 5. 6 – Potência consumida e produzida em cada barramento.....	55
Tabela 5. 7 – Preço de mercado e quantidade negociada para cada caso.....	55
Tabela 5. 8 – Situação dos ramos de interligação para cada um dos casos analisados. .	56
Tabela 5. 9 – Potência consumida e produzida em cada barramento da área 1.....	56
Tabela 5. 10 – Preço de mercado e quantidade negociada na Ponta e Cheias na área 1.	57
Tabela 5. 11 – Potência consumida e produzida em cada barramento da área 2.....	57
Tabela 5. 12 – Preço de mercado e quantidade negociada na Ponta e Cheias na área 2.	57

---

## Lista de abreviaturas e símbolos

<b><math>\theta</math></b>	Fase da tensão
<b>AGC</b>	Automatic Generation Control
<b>ATC</b>	<i>Available Transmission Capacity</i>
<b>BETTA</b>	<i>British Electricity Trading Arrangements</i>
<b>CNE</b>	<i>Comisión Nacional de Energía</i>
<b>ERSE</b>	Entidade Reguladora dos Serviços Energético
<b>FERC</b>	<i>Federal Energy Regulatory Commission</i>
<b>ISO</b>	Independent System Operator
<b>MIBEL</b>	Mercado Ibérico de Electricidade
<b>NETTA</b>	<i>New Electricity Trading Arrangements.</i>
<b>NGC</b>	<i>Nacional Grid Company</i>
<b>NordPool</b>	Mercado Nórdico
<b>NTC</b>	Net Transfer Capacity
<b>NYISO</b>	<i>New York Independent System Operator</i>
<b>NYPA</b>	<i>New York Power Authority</i>
<b>NYPP</b>	<i>New York Power Pool</i>
<b>OMEL</b>	<i>Operador del Mercado Ibérico de Energía</i>
<b>OMI</b>	Operador de Mercado Ibérico
<b>OMIP</b>	Operador de Mercado Ibérico Português
<b>P</b>	Potência activa
<b>p.u.</b>	Por unidade
<b><math>P_{ij}</math></b>	Fluxo de potência activa na linha i-j
<b>Q</b>	Potência reactiva
<b>REE</b>	<i>Red Eléctrica de España</i>

---

<b>REN</b>	Rede Eléctrica Nacional
<b>S</b>	Potência aparente
<b>TSO</b>	Transmission System Operator

---

## Glossário de termos nacionais e estrangeiros

<b>Termo</b>	<b>Definição</b>
Barramento	ponto de ligação ou nó de uma rede eléctrica que interliga centros de produção de energia, activa ou reactiva, cargas ou extremidades de linhas de transmissão de energia.
Capacidade da rede	potência máxima admissível em regime contínuo que pode circular na rede.
Carga	valor da potência eléctrica consumida ou fornecida num ponto do sistema eléctrico. Pode referir-se a uma instalação consumidora, a uma rede ou a um aparelho.
<i>Contracts for differences</i>	mecanismos financeiros utilizados num mercado de energia eléctrica com o intuito de diminuir a exposição dos contratantes à volatilidade dos preços da energia.
Contrato bilateral físico	contrato livremente estabelecido entre empresas produtoras, por um lado, e empresas distribuidoras, comercializadores, clientes elegíveis, por outro, com condições definidas tais como duração, quantidade, preço e qualidade.
Fornecedor	entidade responsável pelo fornecimento de energia eléctrica, nos termos de um contrato.
Interligação	ligação por uma ou várias linhas de transmissão de energia eléctrica, entre duas ou mais redes, designadamente para trocas inter-regionais ou internacionais de energia eléctrica.

---

Mercado de Electricidade	sistema através do qual compradores e vendedores negociam para determinar os preços e as quantidades de um bem, neste caso, energia eléctrica.
Operador de Mercado	entidade que estabelece relações com a produção, comercializadores, consumidores elegíveis, empresas de distribuição e com o ISO tendo em vista receber e despachar propostas de compra e venda de energia eléctrica.
Operador Independente de Sistema	entidade responsável pela exploração do sistema eléctrico, incluindo a exploração on-line, e a alocação de serviços de sistema bem como a resolução de problemas de congestionamento, eventualmente em cooperação com o Operador de Mercado, ISO (Independent System Operator) em língua Inglesa.
Mercado em <i>Pool</i>	mercado de electricidade organizado de acordo com mecanismos do tipo bolsa, e que realiza a articulação entre as ofertas de compra e as ofertas de venda obtendo as quantidades a produzir e o preço de mercado.
Produtor	entidade responsável pela ligação à rede e pela exploração de um ou mais grupos geradores.
Rede	conjunto de subestações, linhas, cabos e outros equipamentos eléctricos ligados entre si com vista a transportar a energia eléctrica produzida pelos centros produtores até aos consumidores.
Rede de distribuição	parte da rede utilizada para condução de energia eléctrica, dentro de uma zona de consumo, para o consumidor final.

---

Rede de transporte	parte da rede utilizada para o transporte de energia eléctrica, em geral e na maior parte dos casos dos locais de produção para as zonas de distribuição e de consumo.
Rede Nacional de Transporte (RNT)	compreende a rede de muito alta tensão, rede de interligação, instalações do Gestor do Sistema e os bens e direitos conexos.
<i>Unbundling</i> , desverticalização	separação entre actividades identificadas no sector eléctrico, usualmente produção, transporte, distribuição e comercialização. Pode limitar-se a uma separação contabilística dentro da mesma empresa ou pode implicar a separação jurídica em agentes distintos.

---

# 1. Introdução

## 1.1. Considerações gerais

A electricidade tornou-se, ao longo dos anos, um bem indispensável às populações, pelo que o fornecimento de energia eléctrica passou a ser considerado da responsabilidade dos governos, que delegaram funções através da concessão a empresas monopolistas, públicas ou privadas.

No final dos anos 80 e seguindo a reestruturação de outros sectores fortemente regulados – telecomunicações, gás e transportes aéreos, por exemplo, – o sector eléctrico, também iniciou uma profunda reestruturação com o objectivo último de criar mercados competitivos. Das empresas eléctricas verticalmente integradas, passou-se para uma organização horizontalmente integrada onde as redes de transporte e de distribuição são utilizadas por todos os intervenientes no sector, mediante o pagamento de tarifas por uso das redes (monopólio regulado), sendo estas tarifas estabelecidas por entidades reguladoras do sector.

É importante salientar que a energia eléctrica possui características particulares que a distinguem de outros produtos:

- não pode ser armazenada, sendo consumida dentro de um décimo de segundo após a respectiva produção;
- a oferta deve constantemente igualar a procura sendo esta igual ao valor solicitado pelos consumidores acrescido das perdas;
- não possui uma individualidade própria, uma vez entregue à rede;
- não percorre as linhas de transmissão, forçosamente, pelo percurso mais desejável;
- e é simultaneamente um bem (energia) e um serviço (transporte, distribuição e operação do sistema).

Todos estes aspectos, fazem com que os Mercados de Electricidade sejam extremamente complexos e exijam uma gestão segundo a segundo. Os problemas de congestionamentos das redes de transporte de energia não são desprezáveis, havendo



---

mais de um método para tratar situações de congestionamento sendo aplicados de forma diferenciada em diferentes países.

O bom funcionamento do sistema eléctrico é assegurado pelos Operadores de Mercado e de Sistema. O Operador de Mercado administra o mercado para o dia seguinte e recebe propostas de compra/venda de energia eléctrica por parte dos consumidores elegíveis ou intermediários financeiros, produtores e comercializadores. As propostas de compra/venda efectuam-se para intervalos de tempo em que o dia seguinte se encontra fraccionado (tipicamente intervalos de 60 ou 30 minutos). Para cada período considerado, o Operador de Mercado ordena as propostas de compra por ordem decrescente dos preços e as de venda por ordem crescente, sendo aceites as propostas situadas à esquerda do ponto de intersecção das curvas agregadas de ofertas de compra e venda, tal como será detalhado no Capítulo 2.

Em seguida, os despachos puramente económicos deverão ser enviados ao Operador de Sistema que, por sua vez, avalia a viabilidade técnica do despacho puramente económico obtido pelo Operador de Mercado.

No caso de se verificar a ocorrência de congestionamentos (devido a restrições de limite de capacidade das redes) é necessária a colaboração entre o Operador de Mercado e o Operador de Sistema de modo a resolver estas situações. Os agentes de mercado conhecerão os congestionamentos detectados e pode, por exemplo, ser accionado um mercado de ajustes das potências produzidas e de carga, para eliminar os congestionamentos. Se esta operação não resolver o problema, os despachos iniciais terão de ser revistos pelo Operador de Sistema de modo a estabelecer um novo despacho, viável do ponto de vista económico e técnico.

## 1.2. Descrição sumária

O objectivo inerente a este trabalho consiste no desenvolvimento de uma ferramenta computacional que permita analisar e tirar conclusões sobre a exploração de uma rede de transporte de energia aquando da ocorrência de congestionamentos em um ou mais ramos.

A aplicação desenvolvida permite a simulação de várias situações de estudo e um tratamento adequado à eliminação dos congestionamentos existentes.

---

A aplicação desenvolvida inclui módulos destinados às seguintes finalidades:

- inserção de dados relevantes para a execução do programa;
- cálculo dos coeficientes de sensibilidades de acordo com o modelo DC;
- formulação e resolução de um problema de venda e aquisição de energia num mercado de electricidade organizado em *Pool*;
- obtenção dos trânsitos de potência nas linhas de interligação e eliminação das situações de congestionamento recorrendo ao mecanismo de *market splitting*.

Para testar a aplicação utilizou-se a rede de 24 nós do IEEE, devidamente adaptada de modo a simular a existência de duas áreas de controlo entre as quais se simula a ocorrência de congestionamentos.

Ao longo desta Tese, serão expostos diversos conceitos teóricos, a justificação dos métodos adoptados e as principais conclusões obtidas.

### 1.3. Estrutura da tese

Para atingir os objectivos referidos anteriormente, esta Tese encontra-se estruturada nos seguintes seis capítulos.

Neste capítulo inicial apresentam-se algumas considerações gerais sobre a área em que se insere o trabalho, um resumo do trabalho realizado e a estrutura da dissertação.

No segundo capítulo apresenta-se uma descrição dos mercados de energia eléctrica bem como uma perspectiva geral sobre a situação existente em alguns países, nomeadamente no que se refere ao modo como se efectua o tratamento de congestionamentos.

No terceiro capítulo apresenta-se uma revisão bibliográfica sobre as diferentes metodologias propostas na literatura da especialidade para o tratamento de situações de congestionamento nas redes de transporte de um sistema eléctrico que se encontra integrado num ambiente de mercado.

O quarto capítulo descreve o algoritmo e a formulação matemática dos modelos implementados.

No quinto capítulo apresentam-se resultados obtidos com as metodologias mencionadas/estudadas nesta Tese aplicados na rede de teste utilizada.

---

No sexto capítulo apresentam-se as conclusões finais do trabalho realizado tendo em conta os aspectos mais relevantes que foram identificados.

Devido à recente criação de mercados de energia eléctrica e tendo em conta o pouco conhecimento de alguns termos utilizados optou-se por incluir no início do trabalho um glossário com os termos mais utilizados em Portugal em áreas directamente relacionadas com este trabalho.

---

## 2. Mercados de Energia Eléctrica

### 2.1. Evolução do sector eléctrico

A produção e comercialização de energia eléctrica tiveram início nos finais do século XIX sendo, a primeira central eléctrica inaugurada em Nova Iorque, em 1882.

A sua expansão ocorre sobretudo no século XX, enquanto que em Portugal a electrificação só atinge todo o país na segunda metade do último século. As reservas mundiais de petróleo e de carvão permitiram um rápido crescimento do sector, atingindo o auge no início da década de 70, contribuindo para tal um aumento estável da carga anual, a simplicidade na previsão das cargas e o facto dos custos das infra-estruturas praticamente não sofrerem variações.

No entanto, em 1973 dá-se o primeiro choque petrolífero que, aliado a um conjunto de factores cada vez mais determinantes na década de 80 (aumento das taxas de juro, preocupações ambientais, liberalização do comércio internacional, “desregulamentação” de vários sectores de actividade económica e o crescente aumento do interesse por parte de investidores privados em entrar no sector eléctrico), conduziram a alterações substanciais com vista à liberalização do sector eléctrico.

Em 1978, nos EUA foi criada a figura do produtor independente e a obrigação das empresas concessionárias monopolistas em adquirirem a energia por eles produzida. Mas a reestruturação mais profunda do sector eléctrico, só se iniciaria em 1992 com a publicação do *Energy Policy Act*.

Na Europa, o movimento de liberalização iniciou-se na Grã-Bretanha com a obrigação legal de aquisição da energia produzida pelos produtores independentes em 1983, seguindo-se, em 1990, a privatização das empresas eléctricas e a criação de um mercado grossista obrigatório.

Em 1996, constituiu-se o *NordPool* integrando os países escandinavos – Noruega e Suécia – e expandindo-se mais tarde à Finlândia e à Dinamarca.

Em Espanha, encontra-se em vigor desde 1998, a lei que permitiu a reestruturação do sector, nomeadamente no que se refere à criação de um mercado grossista, à redução da intervenção estatal, à diferenciação entre actividades reguladas (transporte, distribuição

---

e operação do sistema) e não reguladas (produção e comercialização), à liberdade de escolha dos consumidores e ao livre acesso de terceiros às redes.

Em Portugal, a abertura do sector eléctrico foi iniciada em 1995 com a publicação de um pacote legislativo, onde se estabeleceu um novo modelo organizacional que incluiu um sector vinculado através de contratos a longo prazo e um sector organizado em termos de mercado. Esta separação foi eliminada em Fevereiro de 2006 com a publicação de uma nova lei do sector eléctrico que adopta mais claramente o modelo de mercado.

Estes novos modelos tornam o planeamento, a previsão de cargas e a operação do sistema cada vez mais complexos, sendo por isso necessário introduzir novos conceitos (serviços auxiliares) e agentes (entidades reguladoras, operadores de sistema, operadores de mercado, empresas distribuidoras e transportadoras, produtores e comercializadores).

## 2.2. Modelos de funcionamento de mercados de electricidade

### 2.2.1. Aspectos gerais

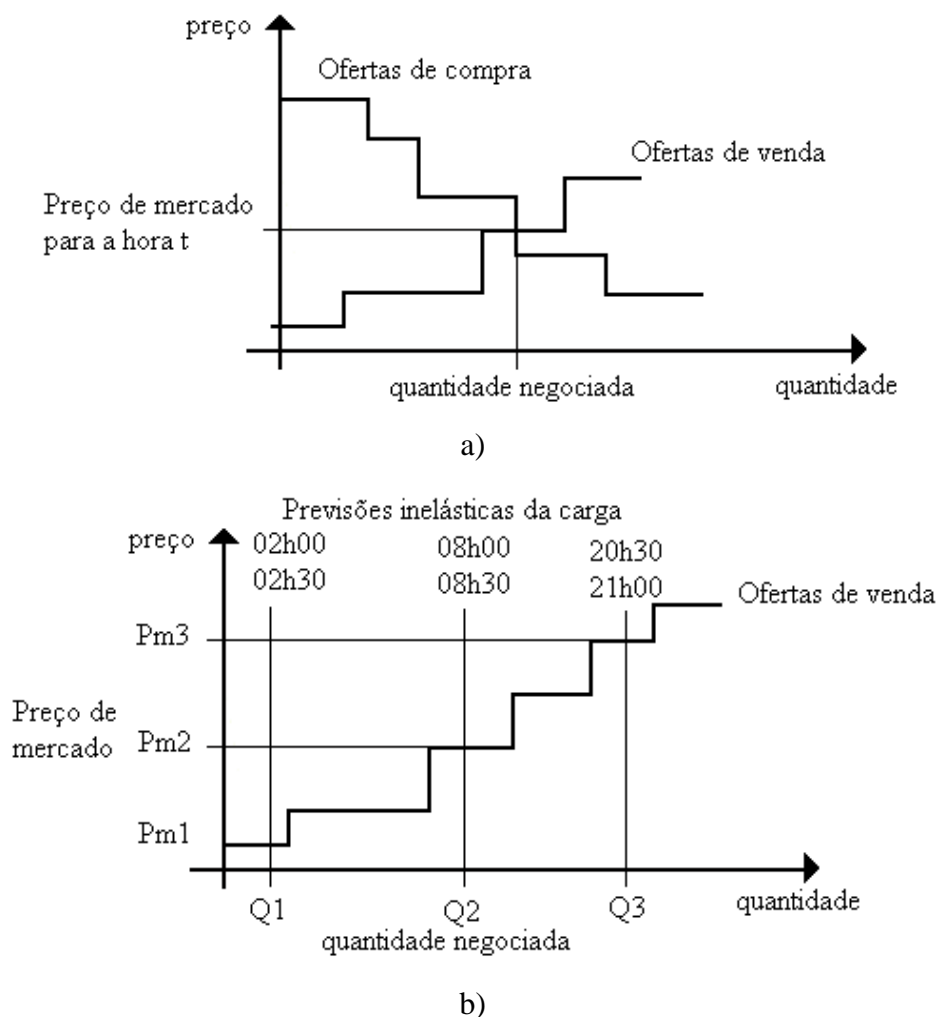
As transacções efectuadas nos mercados de electricidade são contratadas algum tempo antes da entrega física – um dia, uma hora ou mesmo alguns minutos – considerando o consumo previsto. Inevitavelmente, surgem desequilíbrios entre os valores contratados e os valores produzidos e consumidos, sendo estas discrepâncias corrigidas mediante procedimentos que podem ou não ser competitivos.

O *Pool* ou bolsa de electricidade é uma aproximação a um verdadeiro mercado *spot*. Estas bolsas podem classificar-se quanto à participação dos diversos agentes como obrigatórias ou voluntárias; à aceitação ou não de ofertas por parte dos compradores; ao tipo de ofertas simples ou complexas; à fixação dos preços *ex-ante* ou *ex-post* e à utilização ou não de despacho integrado.

Num mercado de electricidade em que a participação é obrigatória torna-se indispensável a apresentação de propostas de compra/venda de energia eléctrica por parte de comercializadores e consumidores elegíveis e de produtores. A produção e o

consumo são geridos na sua totalidade pelo *Pool*, tendo este tipo de mercado funcionado em países com a Inglaterra e Gales e em algumas províncias da Austrália, por exemplo. Noutros mercados, *NordPool* e Nova Iorque para referir alguns, a participação é voluntária. As entidades produtoras, comercializadoras e os clientes elegíveis podem apresentar as suas propostas de compra/venda ao *Pool*, ou podem, caso o entendam, celebrar contratos entre si. Estes contratos directos entre consumidores e produtores são designados por contratos bilaterais, e podem corresponder a contratos de natureza física ou financeira.

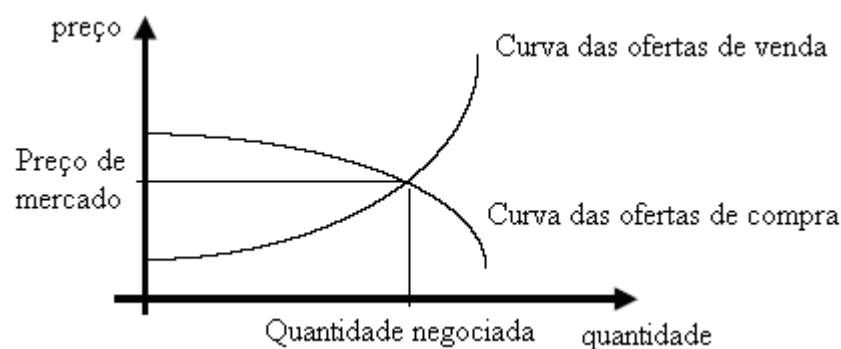
Relativamente à aceitação de ofertas de preços por parte dos compradores pelo mercado esta verifica-se na grande maioria dos mercados com a excepção do que ocorria no mercado Inglês e Galês onde só eram aceites as propostas dos fornecedores. Este modo de funcionamento é denominado de *Pool* assimétrico, enquanto mercados com ofertas de todos os intervenientes são designados por *Pool* simétrico. Na Figura 2.1, encontra-se uma representação destes tipos de *Pool*.



**Figura 2. 1** – Funcionamento em *Pool*: a) simétrico; b) assimétrico.

Existem dois tipos de ofertas, simples ou complexas. As propostas simples referem-se apenas a pares de valores quantidade e preço não considerando elementos adicionais, como por exemplo relacionados com rampas de subida ou descida de potência produzida. Nestas condições, as propostas simples são apresentadas para um intervalo de tempo, e são independentes das apresentadas para os outros intervalos de tempo. As propostas complexas realizam-se tendo em conta os valores de potências despachadas para intervalos de tempos anteriores e posteriores ao intervalo considerado, tendo em conta, por exemplo, valores mínimos e máximos de produção das centrais e a existência de taxas de tomada ou diminuição de carga em centrais térmicas.

Quanto à fixação de preços, a regulação tarifária estabelece que estes podem ser classificados *ex-ante* ou *ex-post*. A classificação *ex-ante* corresponde à fixação no início do período regulatório dos preços finais de venda com base nos preços de compra, adicionados dos custos dos serviços de sistema, das perdas e, quando aplicável, de outros custos resultantes de medidas de conservação de energia ou de apoio às energias renováveis. A classificação de *Pool* tipo *ex-post* representa os valores realmente verificados no final de um ano ou de um período regulatório. Num *Pool* com fixação de preço *ex-ante*, como é o caso de todos os mercados de electricidade existentes na Europa, cada um dos participantes apresenta uma lista de propostas de venda ou de compra potenciais, indicando o preço e a quantidade de energia para cada período de tempo (tipicamente uma hora ou meia hora) ao longo das 24 horas do próximo dia. As ofertas de compra e venda são ordenadas dando lugar, em cada período, às duas curvas representadas nas Figuras 2.1.a) ou 2.2, referência Saraiva (2007). A intersecção destas curvas fornece o preço de mercado, bem como a quantidade de energia negociada. O preço do mercado pago a todos os produtores corresponde ao preço do grupo gerador mais caro que foi despachado e é denominado de preço marginal do sistema.

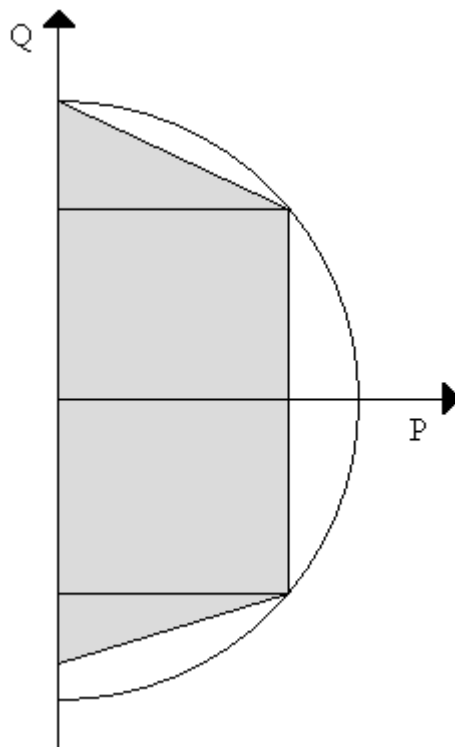


**Figura 2. 2** – Fixação do preço de mercado para um período de tempo.

---

O despacho integrado significa que o Operador de Mercado otimiza o uso conjunto do sistema produtor e da rede, e é utilizado na Nova Zelândia. No caso de se ignorar os constrangimentos da rede, que passam a ser tratados separadamente, o despacho não assume esta natureza integrada.

O Operador de Mercado despacha potência activa sendo, no entanto, necessário considerar os despachos de potência reactiva. Assim, a referência Gomes e Saraiva (2005) indica que o Operador de Sistema poderá requerer aos geradores a produção de potência reactiva, de modo a permitir o controlo da tensão. A curva típica de funcionamento de um alternador encontra-se representada na Figura 2.3, verificando-se que o ponto de operação de um gerador é determinado pelos valores da potência activa e da potência reactiva. Se este ponto de funcionamento não se encontrar dentro do diagrama de capacidade do gerador, ou se houver necessidade de aumentar a potência reactiva, poderá ser então necessário diminuir a potência activa o que irá originar uma diminuição da remuneração esperada pelo gerador. Esta situação poderá obrigar outros geradores a compensar o valor de potência activa perdida de modo a equilibrar os valores despachados pelo Operador de Mercado.



**Figura 2. 3** – Diagrama típico de funcionamento de um gerador síncrono.



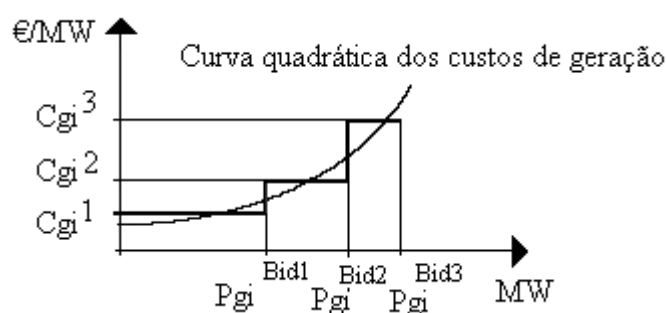
---

### 2.2.2. Propostas simples

Na sua forma mais simples as propostas correspondem apenas a pares de valores (quantidade, preço).

As ofertas de venda devem basear-se em custos variáveis (matéria prima, operação e manutenção dos centros produtores), não devendo incluir custos fixos.

As propostas simples apresentadas para um intervalo de tempo são independentes das apresentadas para os outros intervalos de tempo, de tal modo que o Operador de Mercado deverá realizar 24 ou 48 despachos independentes, isto é deverá construir 24 ou 48 gráficos com o representado na Figura 2.2 dependendo de se considerar períodos de negociação de uma hora ou de meia hora. Tal como se indica em Saraiva (2007), estas propostas podem ser apresentadas por blocos de produção, de modo a acompanhar de um modo mais próximo a curva de custo do gerador correspondente, tal como se encontra ilustrado na Figura 2.4.



**Figura 2. 4** – Propostas de venda estruturadas em blocos.

### 2.2.3. Propostas complexas

A apresentação de propostas complexas está associada a situações em que se conhecem os valores de taxas de tomada ou diminuição de carga em centrais térmicas, ou quaisquer outras condições que originem o acoplamento entre os despachos económicos obtidos para cada período de negociação pelo Operador de Mercado. Ao descrever o Mercado Ibérico de Electricidade no ponto 2.5.2. serão detalhadas as condições de complexidade aí consideradas tais como a indivisibilidade do primeiro bloco, as rampas

---

e a remuneração mínima que um gerador poderá declarar pretender obter como condição para aceitar ser despachado.

#### 2.2.4. Contratos Bilaterais

Actualmente, é consensual que as transacções de energia eléctrica não se devem limitar às realizadas nas bolsas de electricidade. Estas, embora aparentemente, mais transparentes, continuam condicionadas pelas entidades que negociam os preços a que será vendida/comprada electricidade, pois são ainda em número limitado, permitindo a utilização do seu poder no mercado para aumentar ficticiamente os preços e, por outro, o preço de mercado *spot* caracteriza-se por um grande grau de volatilidade, resultante nomeadamente de não ser possível armazenar electricidade.

Os contratos bilaterais entre produtores e consumidores aparecem como uma alternativa no relacionamento entre a produção e o consumo permitindo lidar com a volatilidade dos preços de mercado. Os contratos bilaterais estabelecem-se tendo em atenção a duração, a quantidade, o preço e a qualidade da energia eléctrica fornecida. Os agentes produtores devem ainda compensar perdas, e contribuir para o controlo de tensão/potência reactiva e outros serviços auxiliares. É comum a procura pelos melhores contratos, tendo os consumidores uma palavra determinante na escolha do fornecedor.

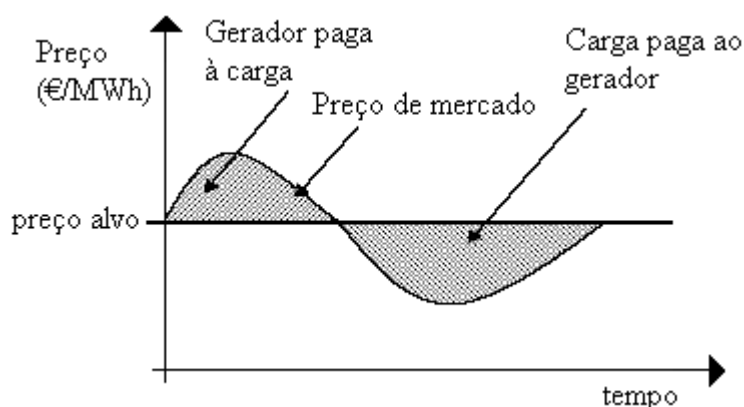
O facto de existir a possibilidade de se negociar livremente a electricidade entre empresas produtoras e empresas comercializadores e clientes elegíveis obriga a que a operação do sistema e do mercado sejam processadas por entidades separadas. Neste âmbito, o Operador do Sistema assume as funções técnicas de coordenação, designadamente o controlo em tempo real enquanto que o Operador de Mercado organiza e gere as transacções entre os participantes. Esta é a estrutura vigente em Espanha e na Escandinávia, por exemplo.

Os contratos bilaterais têm logicamente de ser considerados para efeitos de gestão de possíveis congestionamentos no sistema, embora possam contribuir para os aliviar. Admitindo que uma linha entre o nó A e o nó B fica congestionada devido a um trânsito de potência de A para B que excede o respectivo valor nominal é evidente que uma transacção bilateral associada a um trânsito no sentido de B para A poderá ajudar a resolver ou, pelo menos, reduzir o nível de congestionamento.

Para além dos contratos bilaterais físicos referidos anteriormente, os contratos financeiros proporcionam um seguro contra a volatilidade intrínseca aos mercados de electricidade. Os preços em mercados competitivos reagem rapidamente a alterações na oferta e na procura, originando consequências negativas sobre os participantes. Para garantia contra os riscos intrínsecos ao mercado podem utilizar-se instrumentos como os contratos às diferenças, os contratos de futuros e os contratos de opções.

Os contratos às diferenças, os contratos de futuros e os contratos de opções são contratos financeiros, que especificam a origem do fornecimento de energia eléctrica.

Os contratos às diferenças asseguram protecção contra o risco de preço e os contratantes acordam em fornecer e receber uma determinada quantidade de energia a um preço fixo. Se o preço de mercado for superior ao preço estabelecido no contrato, o fornecedor paga a diferença ao cliente, enquanto que se o preço for inferior o comprador compensa o fornecedor. Este tipo de funcionamento está ilustrado na Figura 2.5, referência Saraiva (2007).



**Figura 2. 5** – Contratos às diferenças.

Os contratos de futuros são análogos aos contratos às diferenças, com a diferença de serem padronizados e transaccionados num mercado organizado. Nestes contratos as entidades contratantes reservam a utilização de uma quantidade de energia eléctrica a um determinado preço com um determinado horizonte temporal, o que apresenta um risco mais elevado já que implica a utilização efectiva do recurso ao fim do prazo estabelecido. Assim, poderão ocorrer perdas financeiras significativas se o preço de mercado evoluir para valores muito inferiores ao estabelecido no contrato. No entanto, se o preço de mercado durante o período do contrato for mais elevado que o acordado, os dividendos financeiros poderão ser consideráveis.

---

Os contratos de opções concedem o direito, mas não a obrigação, de comprar ou vender energia a um preço pré-estabelecido, num futuro próximo. O preço tem duas componentes: a primeira, equivalente a um pagamento por disponibilidade, a pagar no momento da assinatura do contrato; a segunda, a realizar-se se e quando a electricidade for realmente fornecida. Para o vendedor, este tipo de contrato possui a vantagem de o proteger contra o facto de o comprador desistir do negócio, uma vez que a primeira parcela permite recuperar, parcialmente, os custos de investimento. O comprador, por seu lado, tem a vantagem de optar pelo fornecimento da energia eléctrica contratada no caso do preço de mercado, na data estipulada, ser mais elevado que o contratado.

Os contratos bilaterais podem ser criticados pela pouca transparência dos preços no caso de muitos utilizadores do sistema utilizarem este método de aquisição de energia, manipulação dos preços de mercado sendo considerados incompatíveis com um despacho optimizado realizado de forma centralizada. Estes problemas podem ser atenuados ou mesmo ser eliminados se o mercado for realmente competitivo e contar com um elevado número de participantes e se o Operador de Sistema tiver poder para alterar a execução dos contratos se tal for necessário para garantir a segurança de exploração.

### 2.3. Operador Independente de Sistema

O Operador Independente do Sistema (ISO) – do inglês *Independent System Operator* – é responsável pela operação e controlo de redes de transmissão de modo remoto e pela manutenção da estabilidade e da segurança de abastecimento na sua área de actuação. De um ponto de vista técnico, e entre outros aspectos, a frequência deverá manter-se numa estreita faixa em torno dos 50Hz e o módulo das tensões deverão manter-se, igualmente, dentro de um intervalo de valores em torno dos nominais. Pode acontecer que o consumo numa determinada área exceda a produção, originando situações em que a frequência seja inferior a 50Hz. Quando isto acontece, o Operador de Sistema da área em questão deverá dar ordem para que os centros produtores aumentem a produção de modo a restabelecer o equilíbrio entre produção e consumo. Se o consumo de energia eléctrica for menor que a produção, o Operador de Sistema deverá determinar uma redução da produção de modo a estabilizar novamente o valor da frequência. Na prática,

---

estas actuações em tempo real são realizadas de forma automática através dos reguladores de velocidade das máquinas e dos sistemas de AGC – *Automatic Generation Control*.

O Operador de Sistema não pode ser uma organização comercial e deverá actuar de forma independente e imparcial em consideração para com os participantes do mercado de electricidade.

Em alguns países, como Portugal ou os países Nórdicos, o Operador de Sistema é também responsável pelas actividades de planeamento, de construção e de operação da rede de transporte. Por esta razão, o Operador de Sistema, nestes países, é designado por *Transmission System Operator* – TSO –, ficando responsável pela segurança de abastecimento e pela rede de transmissão. Na Noruega a empresa responsável é a *Statnett SF*, em Portugal é a REN, actuando ambas como gestores técnicos globais do sistema eléctrico dos respectivos países. No âmbito da gestão das redes de transporte, os TSO são também responsáveis pela programação das trocas internacionais de energia e pela gestão dos mecanismos destinados a lidar com os congestionamentos nas interligações.

A missão fundamental dos TSO consiste em servir o interesse público, devendo para tal manter e aumentar a segurança do sistema, impulsionar a qualidade de serviço e realizar os investimentos necessários no sistema de transmissão.

## 2.4. Tratamento de congestionamentos

Para a grande maioria dos participantes nos mercados de electricidade, os congestionamentos nas linhas de transmissão de energia eléctrica constituem o principal problema pois limitam as trocas de electricidade, criam riscos acrescidos e colocam em risco o desenvolvimento do mercado. No entanto, uma rede de transporte de energia eléctrica sem problemas de congestionamentos é uma pura ilusão. Os congestionamentos podem sempre ser reduzidos mas fazê-lo implica custos. É por esta razão que os mercados de electricidade optam por tratar os congestionamentos à medida que estes surgem, existindo para tal diversas metodologias que é possível adoptar. A título de exemplo, o mercado Nórdico opera com um preço único de mercado menos de

---

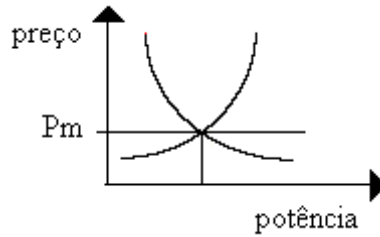
metade do tempo, o que indicia que existem situações de congestionamento no restante intervalo de tempo.

#### 2.4.1. *Market splitting*

Na Europa, foram realizados vários processos de *market coupling* que originaram a utilização de novas terminologias. Em seguida passamos a explicar os termos *explicit auction* e o *implicit auction*. Designamos por *explicit auction* modelos de funcionamento em que a capacidade de transmissão numa interligação é transaccionada num mercado de forma separada e independente do mercado de electricidade onde a energia eléctrica é negociada. Por outro lado, denominamos de *implicit auction* um modelo em que o trânsito de energia eléctrica numa interligação é determinado tendo por base os resultados dos mercados de electricidade. Assim, a capacidade de transmissão das redes está incluída nas transacções efectuadas no mercado, pelo que os preços em cada área reflectem tanto os custos da energia eléctrica como os custos devidos ao congestionamento.

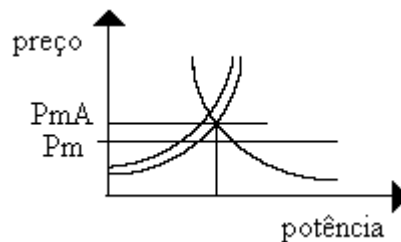
Consideremos então um mercado de electricidade único, isto é, estabelecido através de um processo de *market coupling*, estando o sistema eléctrico organizado em duas áreas distintas ligadas por linhas de interligação. Admitamos ainda que a estrutura de custos marginais de produção é tal que na área A os preços são em geral mais elevados e na área B são mais baixos. Durante as horas da operação, toda a capacidade de troca disponível será utilizada para transmitir energia em direcção à área de preços mais elevados.

Admitamos ainda que as referidas linhas de interligação tem uma capacidade utilizável para fins comerciais de 500 MW – *Available Transmission Capacity* – ATC. Nestas condições, o despacho do Operador de Mercado começaria por ser realizado para o conjunto de ofertas de compra e de venda recebidas das duas áreas, A e B, tal como se mostra na Figura 2.6.



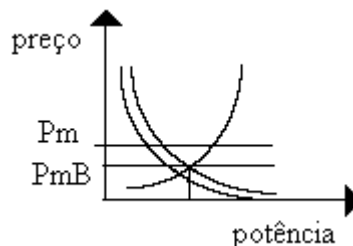
**Figura 2. 6** – Curvas agregadas de ofertas de compra e venda para todo o sistema.

Com base nestes resultados, o Operador de Sistema realiza um estudo de trânsito de potências e verifica que há congestionamento nas linhas de interligação. Admitamos, por exemplo, que o trânsito de potência determinado pelo despacho do Operador de Mercado seria de 1000 MW, face a 500 MW de capacidade utilizável dessas linhas. Nestas condições, o Operador de Sistema limita o trânsito de potência de B para A a 500 MW. Então, para a zona A são organizadas as curvas de ofertas de compra e de venda considerando uma produção adicional injectada na zona A de 500 MW, tal como se ilustra na Figura 2.7.



**Figura 2. 7** – Curvas agregadas para a zona A e preço  $P_{mA}$ .

Determina-se assim o preço de mercado da zona A,  $P_{mA}$ . Para a zona B, procede-se de forma semelhante utilizando as ofertas de compra e de venda com origem em ajustes ligados à zona B, bem como uma carga adicional de 500 MW, correspondente ao trânsito de potência de B para A. A Figura 2.8 ilustra este procedimento originando o preço de mercado na zona B,  $P_{mB}$ .



**Figura 2. 8** – Curvas agregadas para a zona B e preço  $P_{mB}$ .

---

Como resultado da existência desta situação de congestionamento, o sistema eléctrico separa-se em dois sistemas do ponto de vista económico. Assim, de um preço inicial comum a todo o sistema,  $P_m$  (assinalado na Figura 2.6), passa-se para dois preços:

- um preço  $P_{mA}$  na zona A assinalado na Figura 2.7, superior a  $P_m$ ;
- um preço  $P_{mB}$  na zona B assinalado na Figura 2.8, inferior a  $P_m$ .

O mecanismo de *market splitting* é utilizado em diversos países e áreas geográficas tais como no mercado de electricidade que integra os países nórdicos e também no tratamento dos congestionamentos entre Portugal e Espanha no âmbito do MIBEL.

#### 2.4.2. *Counter trading* e redespacho

O mecanismo de *counter trading* é uma solução específica para tratar os congestionamentos que por vezes aparecem nas redes de transporte de energia eléctrica. O *counter trading* consiste, numa primeira fase, em definir a produção e a procura para o mercado *spot* do dia seguinte – *day-ahead spot market* –, ignorando a capacidade de transmissão. Daqui resulta o preço marginal do sistema, já referenciado no ponto 2.2.1. Então, são calculados os trânsitos de energia eléctrica e se, do estabelecido no mercado, surgir uma sobrecarga das linhas de transmissão, será utilizado o princípio do *buy-back*. Este princípio consiste em substituir a produção de um gerador que esteja a contribuir para o congestionamento, por um que contribua para a sua eliminação. Melhor do que modificar o livre equilíbrio em quantidade e preço do mercado *spot*, este processo é implementado mediante outro mercado voluntário onde os geradores efectuem ofertas para aumentar ou diminuir a sua produção para o dia seguinte nos períodos convenientes. A alteração resultante da variação da produção não corresponderá necessariamente à solução óptima, mas terá em conta os limites dos trânsitos de potência nos ramos.

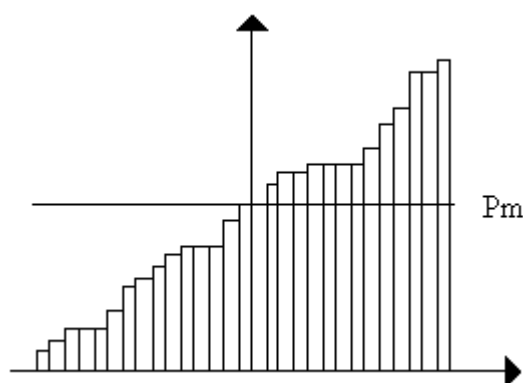
O *counter trading* pode ser empregue para lidar com congestionamentos que ocorrem dentro de cada uma das áreas em que os sistemas eléctricos se encontram divididos não sendo usual a sua utilização para lidar com congestionamentos inter-área em tempo real. O único comprador corresponderá ao *Transmission System Operator* – operador da rede de transmissão (TSO) – que suporta os custos do aumento ou diminuição da produção



---

de energia. Estes custos são depois cobrados aos utilizadores da rede de transmissão através das tarifas de uso das redes de transporte.

O redespacho consiste num processo semelhante ao *counter trading* em que as propostas para alteração de produção são ordenadas por ordem crescente do seu preço. Uma vez obtido o preço marginal do sistema no mercado diário ( $P_m$ ), e se for necessário aumentar a produção será aceite a proposta de aumento de produção com preço mais baixo ainda não utilizada, tal como se ilustra na Figura 2.8. Se for necessário diminuir a produção recorre-se à proposta de preço mais elevado, ainda não utilizada.



**Figura 2. 9** – Ordenação de propostas de ajuste.

Nestas condições, o preço de regulação ascendente corresponde ao preço da última proposta de aumento de produção que for aceite, enquanto que o preço de regulação descendente corresponde ao preço da última proposta de regulação descendente que for aceite, isto é, ao mais baixo dos preços das propostas de regulação descendentes que tiverem sido aceites.

O aumento da utilização do *counter trading* leva à redução das diferenças dos preços por áreas, à redução do preço de ponta, ao aumento das horas em que o preço se mantém igual embora a sua eficiência dependa das áreas em que é aplicado, podendo mesmo ocorrer preços elevados em determinados períodos.

## 2.5. Experiências em diversos países e áreas geográficas

Devido à grande variedade de modelos de mercados de electricidade iremos analisar apenas alguns com maior profundidade, relacionando-os directamente com os países ou

---

as regiões de implementação, para uma melhor compreensão dos mercados de energia eléctrica e a forma utilizada no tratamento de congestionamentos que, por sua vez, surgem nas suas redes e aumentam a complexidade de administração e operação das redes de transmissão.

#### 2.5.1. *NordPool*

Durante os anos 90, os países nórdicos (Finlândia, Suécia, Noruega e Dinamarca) desenvolveram a estrutura para implementar um mercado de energia eléctrica comum, baseado numa competição aberta. Os países nórdicos são líderes na desregulamentação do sector eléctrico e, em particular, na organização transnacional do comércio de energia.

Esta desregulamentação colocou os clientes em primeiro lugar uma vez que as propostas de desregulamentação abriram o mais possível o sistema à competição, de modo a tornar o sector eléctrico menos dispendioso e mais eficiente, já que este consome recursos significativos e coloca uma enorme pressão no ambiente. Deste modo, é vital que no sector eléctrico os investimentos e a operação sejam tão eficientes, ecológicos, e económicos quanto possível.

O *NordPool* tornou-se o primeiro mercado transnacional para comércio de energia eléctrica, integrando esta estrutura dois mercados físicos de electricidade, um mercado diário, *Elspot*, um mercado contínuo, *Elbas* e ainda um mercado de derivados financeiros.

No mercado *Elspot* a energia eléctrica é negociada diariamente, hora a hora até às 12 horas do dia anterior, para permitir a entrega em cada uma das 24 horas do dia seguinte. Os agentes compradores e vendedores submetem as suas ofertas em termos de preços e de quantidades. O cálculo do preço resulta da agregação das ofertas de compra e de venda de todos os participantes no mercado através da intersecção entre a curva de oferta e a curva de procura do mercado.

A inexistência de restrições de limite de capacidade das linhas de transmissão de energia eléctrica entre as diversas áreas garante o mesmo preço em todo o sistema. Se existir um estrangulamento na rede, nas áreas de interligação, então o sistema é

---

fraccionado em seis áreas de preços, sendo os diferentes preços utilizados pelos *TSOs* para adquirir energia ou reduzir a produção de modo a eliminar os congestionamentos.

O *Elbas* promove as trocas contínuas de energia eléctrica até uma hora antes da entrega física da mesma correspondendo a um mercado intradiário. Os preços do *Elspot* são fixados com 24 horas de antecedência em relação à entrega real da energia eléctrica contratada. Nestas condições, os desvios entre a produção e o consumo da energia eléctrica estipulados no contrato e a sua entrega física são ajustados pelos participantes no mercado *Elbas*. O *Elbas* encontra-se a operar 24 horas por dia todos os dias do ano, na Finlândia, Suécia, Dinamarca e Alemanha.

Uma das funções do *Elbas* consiste em administrar a capacidade de energia eléctrica negociada entre as diferentes áreas, recorrendo ao *market splitting* caso surjam congestionamentos.

No *NordPool Spot*, podem ainda realizar-se ainda contratos bilaterais e contratos financeiros. Os contratos financeiros disponibilizados correspondem a contratos às diferenças, contratos de futuros e contratos de opções. Estes contratos servem fundamentalmente para minimizar os riscos associados a situações de congestionamentos do sistema de transmissão de energia eléctrica e à volatilidade dos preços do mercado diário.

O *NordPool Sopt* assegura capacidade de interligação entre os países nórdicos, usando essa capacidade para transferir electricidade para dentro de áreas de preços elevados e transportar electricidade para fora de áreas de preços baixos. Com isso, o preço na zona de preços mais elevado é reduzido ao passo que o preço na zona de preços mais baixos aumenta.

Dois comercializadores separados por um congestionamento na rede não podem comercializar fisicamente energia um com o outro, porque a capacidade de lidar com o congestionamento é atribuída a entidades designadas por *Transmission System Operator* – TSO. Consequentemente, os dois participantes não podem negociar energia através dos ramos congestionados.

De que maneira dois participantes como estes transaccionam, então, energia eléctrica um com o outro? A resposta é através de um contrato financeiro. Os dois participantes negociam o fornecimento de energia com o mercado de energia eléctrica. Mais tarde, eles estabelecem entre si um acordo correspondente a um contrato financeiro. A ideia associada a este procedimento é que a energia será sempre fornecida. Nestas condições,

---

as entidades que estabelecem um contrato deste tipo pretendem agora precaver-se contra elevações dos preços por meio de contratos financeiros.

Aos participantes que não estão separados por nenhum congestionamento é permitido negociar também em termos de entregas físicas de energia uns com os outros.

O mercado de electricidade nórdico desempenha um importante papel, providencia um preço de referência, para o mercado grossista, mercado retalhista e para contratos financeiros, transparente e imparcial, garante a liquidação de todas as transacções, serve de instrumento na gestão de congestionamentos na rede, promovendo a cooperação inter-europeia mediante o *market coupling* nomeadamente com a Alemanha e a Holanda.

#### 2.5.2. MIBEL – Mercado Ibérico de Electricidade

O Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL) decorre da assinatura em Novembro de 2003 de um Memorando de Entendimento entre as administrações de Portugal e Espanha. Após a entrada em funcionamento do mercado a prazo, o MIBEL teve um início mais efectivo em Julho de 2006, sendo o segundo mercado europeu transnacional a ser construído.

O Operador de Mercado Ibérico, OMI, encontra-se dividido em dois pólos o *Operador del Mercado Ibérico de Energía* – OMEL –, responsável pela gestão do mercado diário e intradiário, situado em Madrid, e o Operador de Mercado Ibérico Português – OMIP –, responsável pela gestão dos mercados a prazo, situado em Lisboa.

O MIBEL tem dois operadores do sistema de transmissão – TSO – a Rede Eléctrica Nacional, REN SA, do lado Português e a *Red Eléctrica de España*, REE SA, do lado Espanhol e possui ainda duas entidades reguladoras, a Entidade Reguladora dos Serviços Energético, ERSE, e a *Comisión Nacional de Energía*, CNE, respectivamente.

O modelo de mercado utilizado é misto pois permite tanto as negociações de electricidade através do mercado em *Pool* como através de contratos bilaterais. Qualquer um dos agentes do mercado *spot*, os produtores, auto-produtores, agentes externos (entidades não residentes), comercializadores e consumidores qualificados podem, para além de aceder ao mercado organizado, entrar em operações bilaterais físicas. Neste sistema subsistem ainda alguns CAE, contratos de longo prazo, enquanto

---

que a maioria dos contratos deste tipo foi resolvida e os seus custos passaram a ser considerados em Portugal como Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual – CMEC –, como é referido em Saraiva (2007).

No mercado *spot* de electricidade (OMEL) realizam-se as transacções decorrentes da participação dos agentes nas sessões do mercado diário, do mercado intradiário e pela aplicação dos procedimentos de operação técnica do sistema, nomeadamente relativos à solução de restrições técnicas, aos serviços complementares e à gestão dos desvios.

A negociação no mercado diário efectua-se com base num leilão diário de ofertas complexas, com liquidação da energia em todas as horas do dia seguinte. O MIBEL considera as seguintes condições de complexidade:

- as ofertas de venda podem ser estruturadas em blocos podendo um gerador declarar o 1º bloco como indivisível. Isto significa que se o Operador de Mercado aceitar a proposta associada a esse 1º bloco, ela deverá ser aceite na sua totalidade. Esta possibilidade permite integrar informação relativa a mínimos técnicos dos geradores;
- rampas de subida ou de diminuição de potência dos geradores ao passar de um período para o período seguinte;
- condição de remuneração mínima segundo a qual um gerador pode especificar o valor mínimo de remuneração que pretende obter durante o dia. A remuneração a atribuir a um gerador corresponde ao somatório ao longo dos períodos do dia dos produtos de potência produzida pelo preço de mercado desse período. Se esta remuneração for inferior ao valor mínimo pretendido, o gerador é retirado do despacho. Esta informação permite considerar custos de arranque e de paragem dos geradores.

Complementarmente, existem várias sessões do mercado intradiário – mercado de ajustes –, subsequentes ao leilão do mercado diário, em que é possível aos agentes contratar desvios entre quantidades previstas de energia eléctrica e as efectivamente necessárias, em cada um dos períodos. A negociação nas sessões do mercado intradiário efectua-se, igualmente, por leilão. A liquidação financeira das operações ocorre numa base mais alargada do que a diária, havendo lugar à prestação de garantias.

O facto de existirem dois TSOs significa que existem duas áreas de controlo que trabalham em conjunto no que respeita à gestão das interligações das redes de

---

transmissão e sempre que existam congestionamentos entre as diferentes área. No que respeita à existência de congestionamentos, estes são tratados *intra-área* por cada um dos TSOs responsáveis, utilizando mecanismos de mercado, *inter-área* através de leilões de capacidade e recorrendo ao *market splitting*, referido no ponto 2.4.1., e *outer-area* aproveitando acordos estabelecidos com França e Marrocos, referência [14].

Existe uma preocupação real com a garantia e segurança de abastecimento de energia eléctrica e a qualidade de serviço, sendo efectuados investimentos nas redes de transmissão, internas e nas interligações, e na produção. Neste momento, o recurso à produção em regime especial e a energias renováveis tem uma importância relevante no fornecimento de electricidade.

Na referência Saraiva (2007), mencionam-se necessidades importantes para o bom funcionamento deste tipo de mercados, como a de aumentar o número de agentes de mercado para eliminar situações de poder de mercado, aumentar a capacidade das interligações e definir a capacidade utilizável para fins comerciais, bem como a harmonização de procedimentos e regulamentos no que se refere ao tratamento dos congestionamentos, aos sistemas tarifários e regulatórios e ainda no que respeita à qualidade de serviço.

### 2.5.3. Reino Unido

O sector eléctrico em Inglaterra e Gales correspondia a um sistema público verticalmente integrado e monopolista, até aos finais dos anos 80. A electricidade produzida era transportada em redes de alta e muito alta tensão até pontos de interligação com redes de distribuição de tal forma que os consumidores não tinham possibilidade de escolher o seu fornecedor.

O Livro Branco sobre a privatização e reestruturação do sector deu origem à legislação publicada em 1989 – *Electricity Act* – que criou um sistema regulatório independente dando início a este processo.

Pretendia-se com a reestruturação do sector eléctrico desverticalizar as actividades de produção e de transporte de energia eléctrica, até aí agrupadas na mesma entidade; reestruturar horizontalmente e liberalizar o sector de produção, proporcionando uma maior participação no mercado; atribuir a entidades regionais as responsabilidades pelas

---

redes de distribuição e pelo fornecimento aos clientes finais e, numa fase posterior, liberalizar as condições de fornecimento a clientes finais.

De modo a conseguir satisfazer estes propósitos, o sector eléctrico foi separado em empresas de produção de energia eléctrica, em uma empresa independente concessionária da rede de transporte, que permitia realizar fisicamente as transacções originárias no mercado e em companhias de distribuição regional responsáveis pelo fornecimento de electricidade aos clientes finais, devendo prever de forma adequada a sua carga, considerando diversas restrições relacionadas com a qualidade de serviço e a fiabilidade.

A empresa concessionária da rede de transporte *Nacional Grid Company* – NGC –, administrava um *Pool* com funções muito alargadas, pelo que diversos autores a consideraram como um ISO do tipo maximalista. Este Operador Independente do Sistema era assim designado por ser concessionário e responsável pela exploração da rede de transporte; determinar as escalas de serviço dos geradores de acordo com os preços e capacidades por eles comunicadas e com as regras do *Pool*; assegurar as funções de controlo em tempo real do sistema, solucionar situações de congestionamento e ser o comprador e a entidade que determina os serviços auxiliares necessários à segurança e fiabilidade do sistema e, ainda, que assegura e centraliza o relacionamento comercial e financeiro das entidades intervenientes no mercado.

As empresas produtoras vendiam a electricidade produzida no mercado denominado de *Pool*, que assumia um carácter obrigatório e assimétrico. Assim, cada entidade produtora deveria declarar até às 10h de cada dia a sua disponibilidade em termos de potência, bem como o preço a que aceitava produzir para cada período de meia hora do dia seguinte. Estas propostas eram organizadas por ordem crescente dos preços, traduzindo aquilo a que se denominava como ordem de mérito. Os membros do *Pool* só poderiam adquirir energia neste mercado, e o consumo era considerado inelástico.

Para cada período de meia hora em que se deveria produzir energia, o preço marginal do sistema era obtido através do preço mais elevado, oferecido por um produtor tendo em conta a carga prevista. O sistema remuneratório incluía ainda uma parcela destinada a recompensar a capacidade de produção mantida por cada gerador como reserva. Este valor podia ser elevado quando a margem de segurança do sistema era pequena e seria pequeno ou nulo se a margem fosse elevada.

Existe sempre um certo grau de incerteza relativo à disponibilidade de capacidade de produção e ao valor da carga, quando se calcula o valor do custo marginal do sistema.

---

Esta situação poderia causar, por exemplo, uma falha do sistema se ocorresse um excesso de carga em relação à capacidade disponível.

O preço a que era paga a electricidade vendida pelos produtores era designado de PPP – *Pool Purchase Price* –, e era obtido através da expressão (2.1).

$$PPP = SMP + LOLPx(VOLL - SMP) \quad (2.1)$$

Nesta expressão:

- SMP representa o preço marginal do sistema – *System Marginal Price*;
- LOLP representa o *Loss of Load Probability*;
- VOLL representa o *Value of Load Losses*.

Para além deste mercado em *Pool*, o sistema de energia eléctrica Inglês e Galês incluía ainda a possibilidade de realizar contratos de tipo financeiro, de modo a diminuir o risco associado à volatilidade dos preços no mercado de tipo *Pool*. Esses contratos fundamentam-se na possibilidade de estabelecer contratos às diferenças – *Contracts for Differences*, CFD, já descritos no ponto 2.2.4..

O mercado em *Pool* calculava o preço marginal do sistema atendendo unicamente às previsões de consumos para o dia seguinte, sendo esta informação enviada à NGC que realizava o despacho. No caso de haver congestionamentos era efectuado um redespacho, que passava a considerar novos geradores em detrimento de outros que, embora mais baratos, levavam ao aparecimento de congestionamentos na rede de transporte.

A insatisfação com este modelo motivou a publicação de um conjunto de propostas em Julho de 1999 e um documento de conclusões publicado em Outubro de 1999, referência OFGEM (1999). Este documento faz referência ao aumento da eficiência do sistema e à possibilidade de escolha por parte dos participantes no mercado, sem descuidar a segurança e a fiabilidade da operação. Para tal contribuiu a progressiva separação entre as actividades de distribuição e comercialização das 12 empresas distribuidoras inicialmente existentes.

Este novo modelo – implementado no Outono de 2000 – previa o envolvimento da carga na formação dos preços, privilegiando a realização de contratos bilaterais entre entidades produtoras, comercializadores e consumidores, e o estabelecimento de mercados de opções e de futuros para transacções a curto e longo prazo. Prevvia igualmente o estabelecimento de um mercado de curto prazo, para propostas de compra



---

e venda, permite ajustar as ofertas de compra e venda para satisfazer as informações mais recentes dos mercados *spot*, realizado via *web*. Por outro lado, existe ainda um mercado de ajustes voluntário para equilibrar a produção e o consumo, resolver congestionamentos, em tempo real, e adquirir, por parte do Operador de Sistema, serviços auxiliares e potência para compensação de perdas.

O acesso às redes é baseado num único *Grid Code* – código de rede – e num mesmo modelo de cálculo de tarifas de tipo zonal.

A nova estrutura de mercado estabelecida em Inglaterra e Gales ficou conhecida como NETTA – *New Electricity Trading Arrangements*. Posteriormente foi alargada à Escócia dando origem ao BETTA – *British Electricity Trading Arrangements*.

No BETTA existe um Operador de Mercado e um Operador de Sistema, NGC, e inclui três concessionários da rede de transmissão de energia eléctrica. O Operador de Mercado é responsável pelos mercados *forward*, mercado de contratos bilaterais, mercado de ajustes, compensação dos desvios entre ofertas de compra e venda em tempo real e o Operador de Sistema é responsável pela gestão da rede, e pela contratação de serviços auxiliares. Os concessionários das redes de transporte são responsáveis pelos investimentos e manutenção das redes.

#### 2.5.4. Nova Iorque

O *New York Power Pool*, NYPP, foi criado com o objectivo de coordenar as actividades relacionadas com a exploração, expansão, administração e planeamento das empresas privadas participantes e a instalação de um centro de controlo conjunto. Pretendia-se, assim, assegurar uma exploração optimizada e com o mínimo custo das instalações disponíveis utilizando de forma eficiente a rede de interligação entre as redes das diversas companhias.

Aquando da reestruturação do sector eléctrico nos EUA foi criado um ISO – *Independent System Operator* –, com o objectivo de manter a fiabilidade e a segurança da exploração, em ambiente de mercado, na rede de interligação do estado de Nova Iorque. O *New York Independent System Operator* – NYISO – é uma organização sem fins lucrativos, formada em 1999 para facilitar a reestruturação do sector eléctrico do estado de Nova Iorque. O ISO de Nova Iorque é considerado maximalista pois é

---

responsável pela rede de transmissão de alta tensão e pela gestão do mercado de produção de energia eléctrica.

O NYISO gere toda a rede de transmissão de Nova Iorque, uma rede com 17340 quilómetros de linhas de alta tensão que transporta electricidade através de todo o estado. É este Operador de Sistema que administra o sistema de preços, as tarifas e as relações comerciais entre os participantes no mercado (consumidores elegíveis e produtores), actuando de forma a permitir e facilitar a realização de transacções envolvendo capacidade de produção, energia ou serviços auxiliares.

O NYISO realiza acções no mercado de energia em duas fases. Por um lado, no *day-ahead market* é estabelecida a programação para cada hora do dia seguinte. Os fornecedores de energia – *Power Suppliers* (PS) – podem submeter propostas de venda de energia e de serviços auxiliares para cada hora do dia seguinte, podendo incluir custos de arranque e fornecer informação relativa à mínima potência com que poderão funcionar. Por outro lado, o *hour-ahead market* (mercado para a hora seguinte) permite efectuar correcções para a hora seguinte. Tipicamente mais de 90% das transacções de energia efectuadas pelo NYISO ocorre no mercado para o dia seguinte. Os preços variam nas diferentes zonas do sistema devido aos congestionamentos e às perdas nas linhas.

Embora os preços de energia possam tornar-se geralmente mais elevados devido aos aumentos dos preços do combustível, uma parcela significativa da electricidade consumida em Nova Iorque é gerada em centrais hidroeléctricas e nucleares. As unidades de gás natural e de fuelóleo são geralmente as unidades marginais de produção que determinam os preços do mercado, particularmente nas horas de ponta.

Por outro lado, as informações sobre contratos bilaterais realizados entre entidades produtoras e consumidoras devem ser submetidas ao NYISO, de modo a avaliar a sua viabilidade técnica juntamente com os resultados do mercado, e garantir a segurança do sistema. Os participantes com contratos bilaterais podem ainda submeter propostas para diminuir os valores contratados, tendo em vista ultrapassar problemas de congestionamento da rede de transporte.

Com esta informação, o NYISO realiza um estudo para identificar os geradores e respectivas produções a funcionar em cada hora do dia seguinte, de modo a garantir a segurança do sistema, verificar diversas restrições relacionadas com a operação dos geradores, tentar acomodar as potências associadas a contratos bilaterais e garantir um nível adequado de reserva girante no sistema de produção ou utilizar cargas sujeitas a

---

contratos com cláusulas de interruptibilidade, de modo a manter a segurança de exploração do sistema.

Os valores a receber e a pagar pelas entidades produtoras e consumidoras baseiam-se no cálculo de preços marginais locais – *Locational Marginal Prices*, LMP –, considerando não apenas informação relacionada com os custos de produção mas, também, relativa à capacidade da rede de transmissão e às perdas.

Além do NYISO, no estado de Nova Iorque têm responsabilidades a *New York Power Authority* (NYPA), que corresponde à entidade reguladora a nível estadual e a *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), com competências a nível federal. A FERC é uma agência independente que regula a transmissão interestadual da electricidade, do gás natural, e do petróleo. Algumas das responsabilidades da FERC correspondem à regulação da transmissão e das vendas por grosso da electricidade no comércio interestadual, aprovação de licenças, realização de inspecções, planear a realização de projectos hidroeléctricos, assegurar a fiabilidade do sistema de transmissão interestadual de alta tensão e monitorizar e investigar o funcionamento dos mercados de energia.

---

### 3. Metodologias para o tratamento de congestionamentos

#### 3.1. Métodos de alocação de capacidade de transmissão

##### 3.1.1. *Explicit auctions*

O mecanismo de *explicit auction* corresponde a um leilão de capacidade de transmissão de energia eléctrica nas linhas de interligação sendo muito utilizado na Europa para lidar com situações de congestionamento.

Considera-se que neste mecanismo cada participante no mercado oferece um preço pelo uso da capacidade de transferência da rede. As licitações são agregadas, as mais elevadas em primeiro lugar, até a capacidade disponível se esgotar. Frequentemente, num mercado de capacidade de transmissão o preço é calculado e cada participante paga o valor estipulado. Uma vez esgotada a capacidade de transmissão existente, a venda é suspensa e efectua-se um redespacho, dependendo do preço oferecido pelos participantes, como mencionado em Androcec e Wangensteen (2006). Isto significa que a capacidade de interligação é dividida por diversos participantes que pagam diferentes preços pelo mesmo bem – *pay-as-bid auctions*. Em alternativa, pode recorrer-se ao preço marginal do sistema, ou seja, todos os participantes pagarão o preço fixado pelo mercado – *marginal bid auctions* –, o que encoraja os participantes a fazer ofertas de acordo com a sua capacidade de pagar, tal como indicado em Vries e Hakvoort (2001). Existem procedimentos que levam à implementação deste método apenas nas interligações em que se esperam congestionamentos. De modo a assegurar que os mecanismos de *explicit auction* funcionam apropriadamente é necessário organizar um leilão de capacidade bem como garantir o acesso à informação técnica relativa às diferentes interligações.

Este mecanismo separa os fluxos de energia eléctrica da capacidade de transmissão, o que pode ser considerada uma vantagem já que implementa o princípio de *unbundling* entre a transmissão e a troca de energia eléctrica. Isto obriga a que os participantes realizem as transacções separadamente e com diferentes ofertas, o que aumenta os

---

custos da transacção e a complexidade das trocas de energia, em particular quando uma transacção possa originar múltiplos congestionamentos na interligação.

Os proveitos obtidos são geralmente usados para expandir a capacidade de interligação. O mecanismo de *explicit auction* pode funcionar entre áreas, dentro ou fora de mercados de electricidade e com diferentes preços de sistema, resultando numa solução consistente para o tratamento de congestionamentos.

Na referência Vries (2001) é descrito um exemplo da implementação deste método entre a Alemanha e a Dinamarca. Na fronteira entre os dois sistemas, o TSO Alemão e o TSO Dinamarquês operam um leilão conjunto, em que os participantes no mercado podem comprar capacidade de transmissão no sentido de A para B ou B para A. Havendo capacidade de aquisição em qualquer um dos sentidos, os participantes podem negociar o trânsito de potência na interligação. Assim, os participantes tentarão ganhar, financeiramente, comprando a baixos preços e vendendo a preços elevados. Admitindo que a zona A corresponde à zona de preço mais elevado e a zona B à zona de preço mais baixo, os participantes podem estabelecer um preço independente de compra na zona A do congestionamento e outro preço na zona B do congestionamento.

### 3.1.2. *Implicit auctions*

O mecanismo de *implicit auctioning* é baseado em leilões de energia eléctrica de cada lado da interligação, e corresponde a uma forma distinta de alocar capacidade de interligação escassa. Num mecanismo desta natureza, geradores da área A que querem vender electricidade na área B precisam de leiloar num mercado *spot* organizado que cubra a área B, como indicado na referência Houmøller (2007).

O mecanismo de *implicit auction* não separa fluxos de energia eléctrica relativamente à capacidade de transmissão, o que torna o processo mais simples para os participantes no mercado, sendo realizada apenas uma oferta por transacção. As melhores ofertas são aceites até se esgotar a capacidade de transmissão de energia eléctrica na interligação. O rendimento que o operador de mercado obtém dos pagamentos deve, em teoria, ser dado por  $(p_B - p_A) \times NTC$  e corresponde ao rendimento do *marginal bid explicit auction*, tal como descrito na referência Androcec e Wangenstein (2006). Nesta expressão  $p_B$  e

---

$p_A$  correspondem aos preços obtidos para a energia na área B e na A respectivamente e  $NTC$  representa a capacidade de transmissão das linhas de interligação.

Entre países existe uma grande diversidade no tratamento das trocas de electricidade, sendo necessário neste tipo de leilão a existência de um mercado de electricidade organizado ou, pelo menos, uma área de mercado com um preço indexado ao lado jusante de cada interligação que se encontra congestionada, como consta na referência Vries e Hakvoort (2001).

Os participantes interessados leiloam num mercado de electricidade ao preço final mais elevado da interligação congestionada. Se a interligação ocorre entre dois sistemas nacionais, os participantes do mercado fazem uma oferta na bolsa do país para o qual pretendem exportar. Quando o volume total das suas ofertas excede a capacidade de interligação, surge um congestionamento e a capacidade de interligação é atribuída às ofertas de venda com preços mais baixos. Como o Operador de Mercado conhece as curvas de oferta e de procura, pode ser realizado o casamento entre ofertas de compra e de venda de modo a que a procura nas interligações coincida com a sua capacidade, não ficando comprometida a independência dos TSOs, Vries (2001).

### 3.1.3. *Market Splitting*

Este método consiste em separar o mercado de electricidade em diferentes áreas geográficas de ofertas aquando da existência de capacidade limitada de trocas. O preço da energia eléctrica no mercado é determinado de acordo com as quantidades da procura e da oferta de energia em toda a área abrangida pelo mercado. As áreas geográficas, compostas por uma ou mais áreas de ofertas, são definidas em cada lado do estrangulamento da rede. Em cada área é definido um novo preço de mercado e os fluxos de energia eléctrica transitam pelas áreas, sendo limitados pela capacidade de interligação das linhas entre as diferentes áreas. Assim sendo, cada área ficará com o seu preço de mercado. As áreas a jusante do congestionamento têm preços de mercado mais elevados e as áreas a montante do congestionamento têm preços de mercado mais baixos, como mencionado na referência Vries (2001).

---

O proveito gerado pela utilização do *market splitting* é igual à diferença entre os preços de mercado existentes nas duas áreas congestionadas multiplicado pela capacidade de interligação. Os rendimentos assim obtidos podem ser utilizados para expandir a capacidade de interligação ou podem ser entregues aos TSOs de modo a proceder-se a uma redução nas tarifas de transmissão de energia eléctrica.

O *market splitting* é um dos mais sofisticados métodos de resolução de problemas de estrangulamento nas redes de transmissão de energia eléctrica, requerendo um mercado de trocas de electricidade organizado nos dois lados de um congestionamento ou, pelo menos, a existência de uma plataforma de trocas que permita obter o preço nas duas áreas. Os dois mercados são tratados como estando separados e, como resultado da aplicação deste mecanismo, um dos lados será mais dispendioso do que o outro. O operador tem de usar ofertas que inicialmente não seriam aceites no mercado mais barato pelo que o seu preço de mercado aumenta, acontecendo o oposto no mercado mais caro, como detalhado na referência Androcec e Wangenstein (2006).

O *market splitting* possui uma importante vantagem pois permite que as ofertas de compra e as ofertas de venda decorram no mercado ao qual os participantes pertencem. As propostas apresentadas são aceites até toda a capacidade de transmissão, inclusive a capacidade nas linhas de interligação, estar satisfeita. Outra vantagem importante decorre do facto deste método ser aplicado com alguma flexibilidade e rapidez. O processo de *market splitting* ocorre depois dos participantes realizarem as suas propostas, e os participantes no mercado não precisam de agir de modo diferente quando em presença de um congestionamento.

Considerando uma área A e uma área B, sendo P o preço, G a produção e D a procura, no caso de não haver congestionamento na rede de transmissão de interligação obtém-se:

$$P_A = P_B = P \quad (3.1)$$

$$G_A + G_B = D_A + D_B \quad (3.2)$$

No caso de ocorrer um congestionamento no sentido de A para B, isto é, no caso da área A ser exportadora e a área B ser importadora, então:

$$P_A < P_B \quad (3.3)$$

$$G_A = D_A + CT_{AB} \quad (3.4)$$

$$G_B + CT_{AB} = D_B \quad (3.5)$$

---

Nestas expressões  $CT_{AB}$  representa a capacidade de transmissão da área A para a área B.

### 3.2. Métodos para atenuar os congestionamentos

#### 3.2.1. Redespacho

O redespacho é um dos métodos mais tradicionais para resolver problemas de congestionamento em ramos de interligação. De acordo com Vries (2001), a aplicação deste método inicia-se com a execução dos procedimentos de mercado (por exemplo, o *pool* ou a contratação bilateral), admitindo que não existem restrições de capacidade de transmissão ou, se se pretender, que o sistema de transmissão possua uma capacidade tão elevada quanto for necessária. Como resultado deste exercício de mercado, obtêm-se os trânsitos de potência nos diversos ramos do sistema dos quais pode resultar a indicação de que existe congestionamento em alguns deles.

Sem enviar a informação relativa aos congestionamentos aos agentes de mercado, o Operador de Sistema redespacha a produção de modo a reduzir os trânsitos de potências nos ramos congestionados para o valor correspondente à sua capacidade. Esta alteração dos trânsitos de potência é conseguida reduzindo a produção de geradores localizados a montante dos ramos congestionados e aumentando a produção de geradores ligados a nós situados a jusante desses ramos. Como se compreende, os congestionamentos aqui estudados ocorrem em ramos de interligação entre dois sistemas diferentes, no sentido em que correspondem a áreas de controlo diferentes e os Operadores de Sistema respectivos deverão actuar de uma forma concertada para ultrapassar as situações de congestionamento detectadas.

Em relação aos custos envolvidos neste processo, deve-se assinalar que os geradores alvo de redespacho, não tinham sido inicialmente despachados porque tinham apresentado propostas ao mercado com preço mais elevado. Assim, ao serem chamados a produzir geradores mais caros e ao reduzir a produção de geradores que tinham originalmente sido despachados, porque tinham custos mais reduzidos, verifica-se que ocorre um custo positivo. Com efeito, o Operador de Sistema deverá pagar aos novos



---

geradores que despachou e, por outro lado, deverá solicitar o reembolso aos geradores que, afinal, não irão produzir já que estes não irão gastar o seu custo marginal de produção. Devido à relação de preços já referida, a diferença entre os pagamentos a fazer aos novos geradores despachados e os valores a receber dos geradores que vêm reduzida a sua produção, converte-se num custo para os Operadores de Sistema.

Este custo resultante do congestionamento estará portanto relacionado com os preços marginais verificados nas diferentes áreas do sistema e pode ser interpretado pelo Operador de Sistema como sinalizando a conveniência em reforçar ou expandir a capacidade de transmissão nessas zonas. Com efeito, se os congestionamentos forem persistentes e sistemáticos, será mais conveniente reforçar ou expandir a capacidade de transmissão, diminuindo ou reduzindo os custos de congestionamento, do que suportar de uma forma sistemática esses custos.

A principal vantagem deste método resulta precisamente de que os Operadores de Sistema suportam simultaneamente os custos de congestionamento e os custos de investimento em reforço e expansão da capacidade de transmissão. Desta forma, esses operadores estarão em posição de conduzir os estudos necessários para avaliar se é ou não conveniente realizar novos investimentos, reduzindo assim os custos de congestionamento que terão de suportar.

As principais desvantagens associadas a este método resultam do facto de ele ser aplicado pelos Operadores de Sistema sem ser transmitido aos agentes de mercado qualquer sinal relativo à ocorrência desses congestionamentos. Desta forma, os agentes de mercado são mais dificilmente induzidos a alterar o seu comportamento para ultrapassar as situações de congestionamento. A referência Vries (2001) indica também que se torna mais fácil manipular o mercado de modo a identificar os geradores que são essenciais para viabilizar a operação do sistema. Se os preços pagos por redespacho forem mais elevados que os preços do mercado diário poderá ocorrer que um gerador tire partido de uma localização privilegiada na rede não apresentando as suas propostas ao mercado diário e esperando ser chamado a produzir para ultrapassar situações de congestionamento. Finalmente, assinala-se que uma vez que os Operadores de Sistema se relacionam directamente com os geradores, ocorre algum retrocesso no processo de *unbundling*, associado tipicamente à implementação de mecanismos de mercado no sector eléctrico.

---

### 3.2.2. *Counter trading*

O *counter trading* corresponde a um outro método de ultrapassar situações de congestionamento. Conceptualmente, apresenta muitas semelhanças com o redespacho descrito no ponto anterior mas pode considerar-se que é implementado de uma forma mais directamente relacionada com o mercado. No processo de redespacho, o Operador de Sistema relaciona-se directamente com os geradores, o que corresponde como foi assinalado, a um retrocesso no processo de reestruturação do sector eléctrico. O *counter trading* é baseado no mesmo princípio do redespacho, isto é, consiste igualmente na alteração dos níveis de produção de alguns geradores de modo a resolver as situações de congestionamento. No entanto, a sua implementação requer usualmente a activação de um mercado secundário de regulação ascendente e descendente que pode ser gerido directamente pelo Operador de Sistema. Neste âmbito, os geradores que participaram no mercado podem apresentar propostas de regulação ascendente e descendente que serão utilizadas pelo Operador de Sistema para efectuar o redespacho, isto é, para contratar novos geradores que inicialmente não tinham sido despachados e para seleccionar os que, tendo sido inicialmente despachados, deverão ver os seus níveis de produção reduzidos. Desta forma, a referência Vries (2001) assinala que este mecanismo é potencialmente mais transparente que o processo de redespacho, dado que o *counter trading* se baseia em propostas de regulação ascendente e descendente apresentadas ao mercado.

Relativamente à implementação deste mecanismo, a referência Lommerdal e Söder (2003) assinala que, após executar o mercado diário, as propostas não aceites podem ser imediatamente transferidas para um mercado secundário de regulação ascendente. Essas propostas juntamente com outras que possam ser apresentadas por geradores que, por exemplo, celebraram contratos bilaterais, podem então ser utilizadas pelo Operador de Sistema para aumentar os níveis de produção de diversos geradores de modo a ultrapassar situações de congestionamento. Para este efeito, estas propostas serão ordenadas por ordem crescente do seu preço, utilizando o Operador de Sistema as propostas de preço mais baixo desde que estejam associadas a geradores que estejam ligados a nós da rede que permitam resolver as situações de congestionamento detectadas, isto é, desde que correspondam a geradores ligados a jusante do congestionamento.

---

Em relação à selecção dos geradores cuja produção será diminuída, o Operador de Sistema receberá propostas para redução de produção. Estas propostas serão igualmente ordenadas por ordem crescente começando por ser utilizadas as propostas de preço mais elevado desde que contribuam para resolver os congestionamentos detectados, isto é, desde que estejam associadas a geradores ligados a montante dos ramos congestionados. Devido à situação de congestionamento, os geradores ligados a jusante dos ramos congestionados cuja produção será necessário incrementar terão custos de produção mais elevados que os geradores ligados a montante dos ramos congestionados e cuja produção será necessário diminuir. Desta forma, esta diferença entre o preço a pagar aos geradores a jusante e o preço a receber dos geradores a montante converte-se, tal como no mecanismo de redespacho, num custo a suportar pelo Operador de Sistema.

### 3.3. Propostas de ajustes

As referências Gomes e Saraiva (2005) e Yu e Mickey (2002) descrevem modelos de tratamento de problemas de congestionamento baseados em propostas de ajustes apresentadas pelos agentes de mercado a um mercado de regulação que é activado pelo Operador de Sistema, se tal for necessário para solucionar problemas de congestionamento.

Assim, a referência Gomes e Saraiva (2005) admite a apresentação de propostas de ajuste indicadas quer por geradores quer por cargas, sendo estas propostas formuladas em termos de uma percentagem de potência que os agentes de mercado admitem poder alterar em relação às quantidades inicialmente despachadas no mercado associadas a um preço de ajuste. O Operador de Sistema pretende minimizar o custo total de ajuste que terá de suportar, sujeito a um conjunto de restrições que incluem as equações AC do problema de trânsito de potências, limites de geradores, limites do módulo das tensões e limites do trânsito de potência aparente nos ramos do sistema. Deste modo, esta formulação é bastante geral, visto que admite que as propostas de ajuste sejam submetidas quer pela produção (propostas para incremento e para decréscimo de produção) quer pelas cargas (propostas para a redução de carga). Esta característica permite aumentar a flexibilidade que o Operador de Sistema tem para obter uma solução para os problemas de congestionamento, de forma a viabilizar do ponto de vista técnico

a operação do sistema. Por outro lado, permite reforçar o papel que as cargas poderão desempenhar contribuindo para aumentar a liquidez deste tipo de mercados secundários. Por outro lado, a referência Yu e Mickey (2002) descreve a estrutura de mercado em funcionamento no estado do Texas e administrada pelo ERCOT, *Energy Reliability Council of Texas*. Do ponto de vista de congestionamento, são distinguidas duas situações:

- congestionamentos interzonais – aqueles que ocorrem entre zonas do sistema eléctrico do Texas e que são resolvidos através da utilização do serviço de regulação de potência;
- congestionamentos locais – os que se verificam dentro de uma zona específica não sendo normalmente resolvidos pela utilização do serviço de regulação de potência, mas antes por geradores específicos.

Esta publicação detalha os modelos matemáticos utilizados no mercado de regulação referido e que se apresenta de forma resumida através da formulação de (3.6) a (3.10). Os geradores apresentam propostas para regulação ascendente e para regulação descendente pretendendo-se minimizar o custo total de ajuste dado por (3.6). Por outro lado a restrição (3.7) representa o equilíbrio entre potências produzidas e de carga, a restrição (3.8) corresponde ao limite do trânsito de potência activa nos ramos de interligação entre zonas e as restrições (3.9) e (3.10) impõem limites aos valores que cada gerador admite aumentar ou diminuir a sua produção em termos das variações que poderão existir entre uma zona  $i$  e uma zona  $j$ .

$$\min Z = \sum_{j=1}^{NZ} (Insu_j \times UpP_j - Insd_j \times DnP_j) \quad (3.6)$$

$$\sum_{i=1}^{NP} \sum_{j=1}^{NZ} P_{ij} - \sum_{j=1}^{NZ} LF_j + \sum_{j=1}^{NZ} (Insu_j - Insd_j) = 0 \quad (3.7)$$

$$\sum_{j=1}^{NZ} \left( \sum_{i=1}^{NP} P_{ij} - LF_j + Insu_j - Insd_j \right) \times SF_{jk} \leq TTC_k \quad (3.8)$$

$$Insu_j \leq \sum_{i=1}^{NP} Insu_{ij} \quad (3.9)$$

$$Insd_j \leq \sum_{i=1}^{NP} Insd_{ij} \quad (3.10)$$

---

Nesta formulação:

- $Insu_j$  e  $Insd_j$  representam as quantidades alocadas à zona  $j$  em termos de regulação ascendente e descendente;
- $UpP_j$  e  $DnP_j$  representam os preços de regulação ascendente e descendente associados à zona  $j$ ;
- $P_{ij}$  e  $LF_j$  representam a potência produzida alocada ao gerador  $i$  ligado na zona  $j$  e a potência de carga prevista para a zona  $j$ ;
- $SF_{jk}$  e  $TTC_k$  representam a percentagem de potência que é transferida da zona  $j$  para a zona  $k$  e o valor total máximo que pode ser transferido a partir da zona  $k$ . A potência  $TTC_k$  resulta da capacidade das linhas de interligação que estão ligadas à zona  $k$ . Por sua vez, os coeficientes  $SF_{jk}$  podem ser interpretados como coeficientes de sensibilidade que relacionam a potência injectada em cada zona  $j$  com a potência transferida entre zonas  $j$  e  $k$ ;
- finalmente,  $Insu_{ij}$  e  $Insd_{ij}$  representam os valores de potência de regulação ascendente e descendente associados ao gerador  $i$  ligado à zona  $j$ .

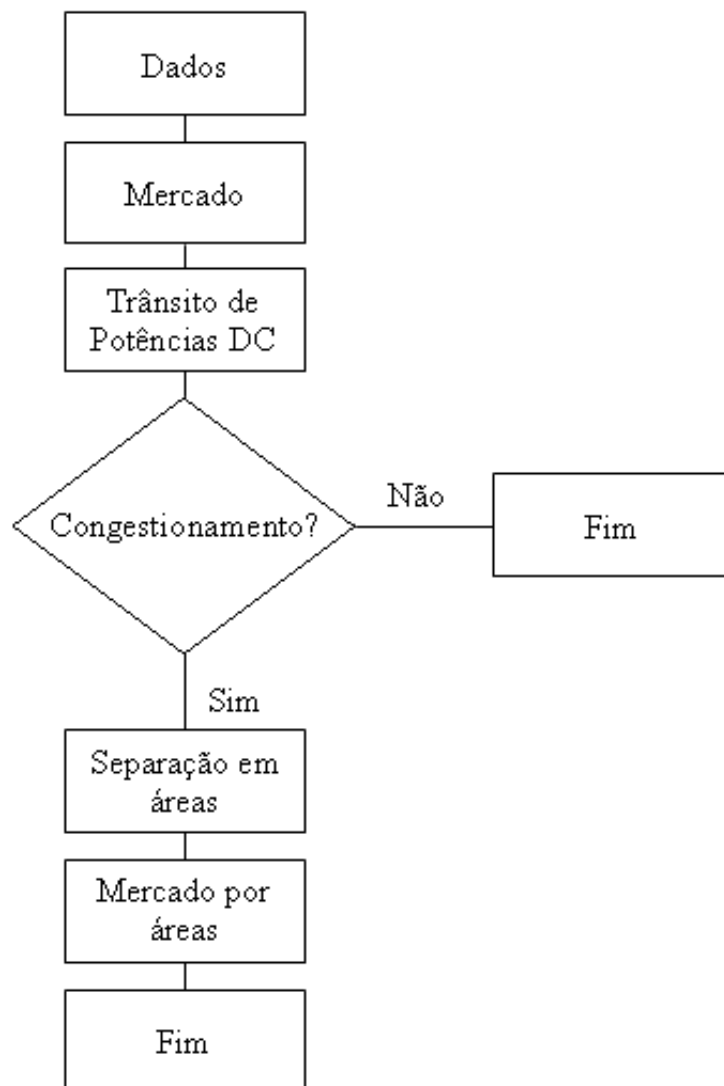
Desta forma, a resolução deste problema permite obter os valores de regulação ascendente e descendente a alocar a cada zona de modo a minimizar o custo total suportado pelo Operador de Sistema e não ultrapassando as capacidades dos ramos de interligação entre cada zona.

---

## 4. Metodologia desenvolvida

### 4.1. Aspectos gerais

O objectivo a atingir com a aplicação desenvolvida consiste em simular um mercado de energia eléctrica. No caso de ocorrer um congestionamento nas linhas de transmissão de energia eléctrica de interligação entre dois subsistemas será utilizando o mecanismo de *market splitting*, conforme estudado nos pontos 2.4.1. e 3.13., para ultrapassar esses congestionamentos. Neste capítulo descrevem-se os diversos blocos de cálculo desenvolvidos na aplicação e diversos pontos relativos à sua implementação.



**Figura 4. 1** – Fluxograma da aplicação desenvolvida.

O fluxograma adoptado encontra-se ilustrado na Figura 4.1 e a aplicação computacional foi desenvolvida em MatLab, com uma interface simples de modo a permitir uma fácil utilização.

#### 4.2. Dados requeridos pelo programa

Após activar a aplicação, surgem as janelas relativas aos dados que devem ser inseridos de modo a permitir a criação dos ficheiros necessários para o correcto funcionamento do programa. As janelas para a inserção de dados são designadas do seguinte modo:

- Dados Iniciais;
- Dados dos Geradores e das Cargas;
- Dados das Redes.

No ficheiro designado Dados Iniciais caracteriza-se a rede eléctrica em estudo através da introdução da potência de base em MVA, dos nós extremos, da reactância e da potência máxima admissível dos ramos.

A Figura 4.2 reproduz a janela correspondente à inserção dos dados iniciais, com um exemplo do preenchimento dos campos.

i	j	Xij (p.u.)	Pij (MW)
1	2	0.0139	175
1	3	0.2112	175
1	5	0.0845	175
.....			

**Figura 4. 2** – Caracterização da rede, dados iniciais.

---

No ficheiro designado Dados dos Geradores e das Cargas indicamos a quantidade máxima de potência disponível para venda e para compra em cada barramento e o respectivo preço. Estes dados devem referir-se a cada período de negociação considerado. Na Figura 4.3 apresenta-se a janela referente à introdução dos dados anteriormente referidos.

The image shows a software window titled "Dados dos Geradores e das Cargas - Splitt Manage". It features a menu bar with "Ficheiro" and "Ajuda". The main area is divided into two sections: "Dados Geradores" and "Dados Cargas". Each section contains a table with columns "Nó", "Quant.", and "Preço", followed by a large empty text area for data entry. At the bottom of the window, there are three buttons: "Anterior", "Carrega Dados", and "Seguinte".

**Figura 4. 3** – Representação dos dados dos geradores e das cargas.

O ficheiro Dados das Redes possibilita a introdução dos restantes dados relativos à rede. Estes elementos fornecem informação fundamental para o correcto funcionamento da rede de transmissão de energia eléctrica e para a gestão de um eventual congestionamento através da utilização do mecanismo de *market splitting*.

Os campos a inserir são facilmente preenchidos como se pode constatar pela observação da Figura 4.4.



**Figura 4. 4** – Caracterização da rede, dados da rede.

#### 4.3. Formulação do mercado em *Pool* simétrico por leilão de preço uniforme

Num mercado simétrico em *pool*, como já vimos na Figura 2.1 a), é essencial a apresentação de propostas de compra/venda – preços e quantidades – de energia eléctrica por parte de comercializadores e consumidores elegíveis e de produtores. De seguida apresenta-se a formulação do mercado simétrico por leilão de preço uniforme:

$$\max Z = \sum_{i=1}^{N_C} C_{ci} \times P_{ci} - \sum_{j=1}^{N_G} C_{gj} \times P_{gj} \quad (4.1)$$

$$\text{Sujeito a:} \quad 0 \leq P_{ci} \leq P_{ci}^{of} \quad (4.2)$$

$$0 \leq P_{gj} \leq P_{gj}^{of} \quad (4.3)$$

$$\sum_{j=1}^{N_G} P_{gj} = \sum_{i=1}^{N_C} P_{ci} \quad (4.4)$$

---

Nesta formulação:

- $C_{ci}$  e  $C_{gj}$  representam o preço das propostas de compra e de venda respectivamente para os barramentos  $i$  e  $j$ ;
- $P_{ci}$  e  $P_{gj}$  representam a potência consumida e a potência produzida em cada barramento;
- $P_{ci}^{of}$  e  $P_{gj}^{of}$  representam a potência máxima passível de ser consumida e produzida em cada barramento.

A formulação do problema é efectuada recorrendo à função linear *linprog* do MatLab que permite minimizar o valor da função objectivo atendendo às restrições especificadas, através da alteração dos valores de  $x$ .

$$\min_x f^T x \quad (4.5)$$

$$\text{tal que} \quad A \times x \leq b \quad (4.6)$$

$$Aeq \times x = beq \quad (4.7)$$

$$lb \leq x \leq ub \quad (4.8)$$

Nesta formulação geral  $f$ ,  $x$ ,  $b$ ,  $beq$ ,  $lb$  e  $ub$  são vectores e  $A$  e  $Aeq$  são matrizes. Em relação ao problema de mercado simétrico por leilão de preço uniforme verifica-se que:

- $x$  representa o vector de variáveis de decisão correspondentes às quantidades a produzir por cada gerador e a consumir por cada carga;
- $f$  corresponde aos preços de venda submetidos pelos geradores e ao simétrico dos preços de compra submetidos por cada carga;
- a restrição de igualdade (4.7) representa a equação de equilíbrio entre produções e cargas correspondendo a (4.4). Assim,  $Aeq$  corresponde a uma matriz linha com coeficientes  $+1$  nas posições relativas a geradores e a  $-1$  nas posições relativas a cargas e  $beq$  é zero;
- na formulação considerada não há restrições do tipo (4.6). Finalmente as restrições de limite mínimo e máximo (4.8) são utilizadas para especificar as quantidades mínimas ou máximas disponibilizadas pelos geradores ou pretendidas pelas cargas.

Como exemplo podemos considerar que se pretende encontrar o vector  $x$  que minimiza a função:

$$\min_x f(x) = \min_x 0,09.x_1 + 0,27.x_2 + 0,39.x_3 - 0,45.x_4 - 0,35.x_5 - 0,25.x_6$$

Sujeito a:

$$x_1 + x_2 + x_3 - x_4 - x_5 - x_6 = 0$$

$$0 \leq x_1 \leq 10, \quad 0 \leq x_2 \leq 30, \quad 0 \leq x_3 \leq 40, \quad 0 \leq x_4 \leq 19, \quad 0 \leq x_5 \leq 20 \quad \text{e} \quad 0 \leq x_6 \leq 19,5$$

Para este problema, a formulação a ser utilizada no MatLab é a seguinte:

$$f = [0,09; 0,27; 0,39; -0,45; -0,35; -0,25];$$

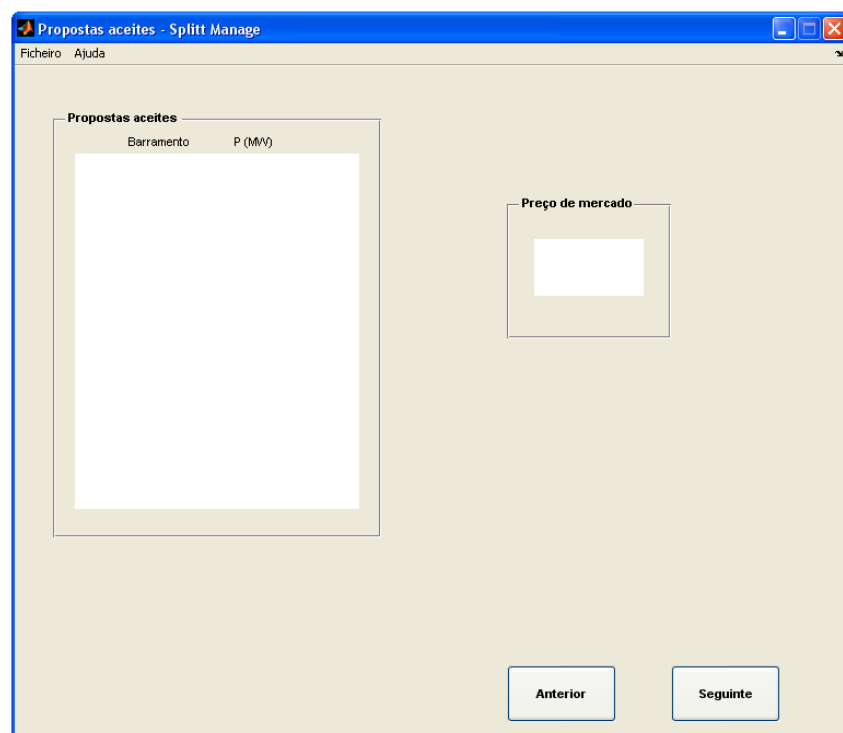
$$Aeq = [1, 1, 1, -1, -1, -1];$$

$$beq = [0];$$

$$ub = [10; 30; 40; 19; 20; 19,5];$$

$$lb = [0; 0; 0; 0; 0; 0].$$

A função *linprog* retorna os valores de  $x$  que satisfazem as exigências do mercado numa janela de interface tal como se indica na Figura 4.5.



**Figura 4. 5** – Valores fornecidos pela aplicação.

A função *linprog* também fornece a variável dual da restrição de igualdade que representa o preço de mercado.

---

#### 4.4. Modelo DC

O objectivo do estudo de trânsito de potências num sistema eléctrico de energia consiste essencialmente em determinar as condições de funcionamento em regime estacionário, de tal modo que sejam calculados os valores das tensões nos barramentos e os trânsitos de potência nos ramos, bem como as perdas ocorridas.

O problema do trânsito de potências é usualmente resolvido recorrendo a um conjunto de equações que relacionam os valores das tensões nos barramentos com as intensidades das correntes injectadas ou com as potências injectadas, através de um sistema de equações.

A linearização destas equações permite a resolução do problema à custa de algumas simplificações geralmente aceites em redes de tensões mais elevadas. O modelo DC é assim obtido com base nas seguintes aproximações:

- o trânsito de energia reactiva não é considerado;
- os módulos das tensões são aproximados ao valor nominal  $\|V\| \cong 1 p.u.$ ;
- as resistências dos componentes do sistema são desprezáveis  $R \cong 0$ ;
- as admitâncias à terra são consideradas desprezáveis;
- o seno dos esfasamentos das tensões entre barramentos é aproximado pela diferença dos ângulos, isto é:  $\sin \theta_{ik} = \theta_{ik} = \theta_i - \theta_k$ , em radianos.

Repare-se que este modelo, apenas fornece valores para as fases das tensões e para os trânsitos de potência activa nos ramos.

Como já foi referido os módulos das tensões são supostos iguais a 1 p.u., e o trânsito de potência reactiva é desprezado em virtude das aproximações efectuadas. Por outro lado, chama-se a atenção para o facto de que, caso a rede não se altere, não será necessário inverter novamente a matriz das admitâncias do modelo DC para realizar estudos sucessivos sobre a mesma rede.

O modelo DC permite ainda calcular directamente os valores do trânsito de potências activas nos ramos sem a calcular a fase das tensões. Para este efeito, é construída a matriz de sensibilidades,  $A$ , que traduz o impacto no trânsito de potência em cada ramo devido à variação das potências injectadas nos barramentos. Repare-se que, para uma dada rede, a matriz  $A$  não é única uma vez que depende do barramento de referência

---

considerado. O barramento de referência é um barramento fictício que é utilizado como referência dos argumentos das tensões de todos os outros barramentos. Em qualquer caso, o valor do trânsito de potência em cada ramo não depende do barramento de referência seleccionado.

O problema de trânsito de potências é razoavelmente complexo na sua versão completa, combinando o facto de ser matematicamente não linear com a imposição de diversas condições restritivas dos valores das grandezas. No entanto, com o modelo linearizado, torna-se fácil realizar estudos de trânsito de potências, ainda que se trate de redes com alguma dimensão, pois apenas é necessário inverter uma vez uma matriz e realizar diversas outras operações matriciais.

#### 4.5. Separação do Mercado em áreas

A separação do mercado de electricidade em áreas ocorre se nas linhas de interligação da rede de transmissão existirem congestionamentos, isto é, se alguma linha de interligação se encontrar em sobrecarga. Nesse caso, é novamente utilizada a função *linprog* embora seja utilizada separadamente para cada uma das áreas consideradas. Para este efeito, o trânsito de potência nas linhas de interligação congestionadas é ajustado para a sua capacidade e esta potência é considerada como:

- carga na área exportadora;
- produção na área importadora.

Nestas condições, o modelo de mercado representando um leilão simétrico de preço uniforme é executado separadamente para cada uma das áreas em que o sistema se subdivide do ponto de vista económico.

Para este efeito, em cada área serão consideradas as propostas de venda e de compra dos geradores e das cargas ligados a nós que integram essa área, acrescidas da carga/produção associada às linhas congestionadas, como já foi referido. A resolução do problema de leilão de preço uniforme permite então identificar as propostas de venda/compra aceites em cada zona, bem como o preço de mercado em cada uma delas. No caso de não existirem linhas de interligação em sobrecarga, as propostas de compra e as propostas de venda inicialmente aceites no mercado de electricidade são

---

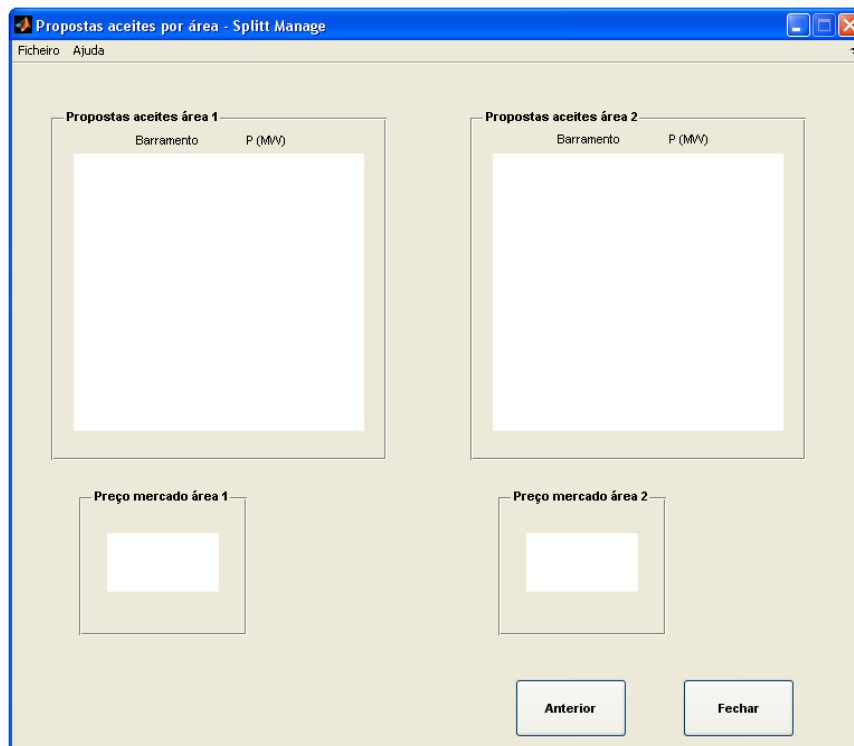
confirmadas e o programa termina sem a necessidade de se proceder a alterações dos fluxos de potência na rede de transmissão de energia, na produção dos geradores e nos valores das potências de carga aceites no mercado.

#### 4.6. Formulação do Mercado por áreas

A formulação do mercado por áreas ocorre de modo similar ao explicado em 4.3.. Contudo nesta situação o mercado é executado separadamente para cada área e as linhas de interligação não são consideradas. Com efeito, os trânsitos de potência nestas linhas são ajustadas para a sua capacidade se houver congestionamentos, de tal modo que são considerados como cargas nas zonas exportadoras e como produções nas zonas importadoras. Surge assim um mercado de energia eléctrica para cada uma das áreas consideradas, e as propostas de compra e de venda ficam limitadas aos participantes que se encontrem fisicamente dentro da área em que licitam.

A janela com os resultados por área é estruturada em:

- Propostas aceites por área e respectivo preço de mercado.



**Figura 4. 6** – Valores fornecidos pela aplicação para cada área.

---

De modo a obter uma interface gráfica mais completa foram ainda desenvolvidas duas janelas referentes ao fecho da aplicação e à comunicação de informação ao utilizador designadas por:

- Fechar;
- Ajuda.



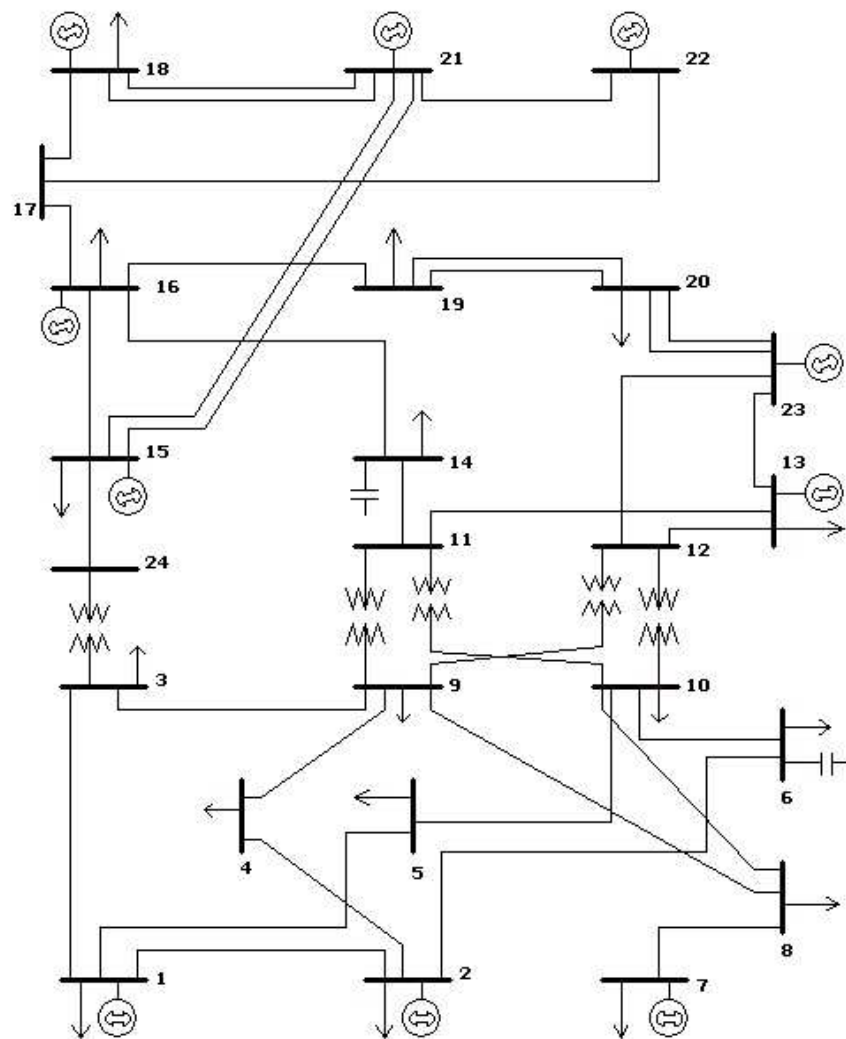
**Figura 4. 7** – Interfaces gráficas complementares.

---

## 5. Testes e resultados

### 5.1. Dados da rede utilizada

A aplicação desenvolvida durante este trabalho, já descrita no capítulo anterior, foi testada recorrendo à rede de 24 nós do IEEE. Contudo para se conseguir atingir os objectivos propostos procedeu-se a alterações, nomeadamente a divisão da rede em duas sub-redes na zona onde se encontram ligados os transformadores e que passou a ser considerada a zona de interligação entre as sub-redes. Na Figura 5.1 apresenta-se o esquema unifilar da rede analisada. Se tal for necessário, a sub-rede 1 inclui os barramentos 1 a 10 e a sub-rede 2 inclui os barramentos 11 a 24.



**Figura 5. 1** – Esquema unifilar da rede de 24 nós do IEEE.



---

Prossegue-se com a apresentação das características técnicas dos elementos que constituem a rede em análise e apresenta-se ainda uma breve descrição dos elementos que a integram:

- Número de Barramentos 24;
- Número de ramos 33;
- Número de ramos de interligação 5;
- Número de cargas 17;
- Número de geradores 10.

O barramento utilizado para referência dos argumentos das tensões da rede completa é o barramento 6.

Por outro lado, foi utilizada a potência de base de 100 MVA e estipulou-se que seriam analisados 3 cenários de carga e de produção, ou seja, definiu-se o número de períodos existentes na simulação do funcionamento da rede bem como a duração de cada período em horas.

**Tabela 5. 1** – Dados dos períodos considerados.

Período	1	2	3
Duração (h)	8	6	10

Para cada um destes períodos descrevem-se as quantidades e os preços que integram as propostas de compra e de venda que reproduzem as situações típicas dos sistemas eléctricos de energia, pelo que se considerou o período de um dia, 24 horas.

Na Tabela 5.2 encontram-se os dados referentes aos ramos da rede com relevância para a análise em causa, tais como a reactância dos ramos e a potência máxima admissível por ramo.

---

**Tabela 5. 2** – Dados dos ramos da rede.

Nós extremos		$X_{ij}$ (p.u.)	$P_{ij}$
i	j		
1	2	0,01390	175,00
1	3	0,21120	175,00
1	5	0,08450	175,00
2	4	0,12670	175,00
2	6	0,19200	175,00
3	9	0,11900	175,00
3	24	0,10370	400,00
4	9	0,08830	400,00
5	10	0,06050	400,00
6	10	0,06140	400,00
7	8	0,16510	400,00
8	9	0,16510	175,00
8	10	0,04760	175,00
9	11	0,04180	400,00
9	12	0,04760	400,00
10	11	0,09660	400,00
10	12	0,08650	400,00
11	13	0,03890	500,00
11	14	0,01730	500,00
12	13	0,04900	500,00
12	23	0,04900	500,00
13	23	0,05190	500,00
14	16	0,02590	500,00
15	16	0,02310	500,00
15	21	0,01440	500,00
15	21	0,10530	500,00
15	24	0,02590	500,00
16	17	0,02590	500,00
16	19	0,03960	500,00
17	18	0,03960	500,00
17	22	0,02160	500,00
18	21	0,02160	500,00
18	21	0,06780	500,00
19	20	0,01390	500,00
19	20	0,21120	500,00
20	23	0,08450	500,00
20	23	0,12670	500,00
21	22	0,19200	500,00

Na Tabela 5.3 é apresentada a informação respeitante à caracterização das propostas de compra, em que  $P_c$  representa a potência que se admite consumir em cada barramento.

**Tabela 5.3** – Propostas de compra nos períodos considerados.

Períodos	1		2		3	
Nós	Pc (MW)	Preço (€/MWh)	Pc (MW)	Preço (€/MWh)	Pc (MW)	Preço (€/MWh)
1	110	0,24	215	0,51	165	0,35
2	105	0,25	235	0,58	190	0,37
3	175	0,36	410	0,53	350	0,425
4	90	0,18	230	0,47	190	0,4
5	85	0,2	150	0,43	120	0,34
6	115	0,26	210	0,59	190	0,44
7	125	0,33	230	0,655	175	0,455
8	120	0,22	265	0,63	210	0,39
9	135	0,35	390	0,64	360	0,48
10	105	0,32	250	0,49	225	0,32
13	130	0,415	480	0,75	410	0,52
14	185	0,41	410	0,7	365	0,55
15	205	0,39	560	0,725	500	0,415
16	285	0,37	480	0,6	445	0,53
18	180	0,345	455	0,72	330	0,475
19	215	0,405	450	0,73	410	0,5
20	300	0,42	660	0,765	600	0,54

Na Tabela 5.4 é apresentada a informação respeitante à caracterização dos geradores, em que Pg representa a potência máxima que se admite produzir em cada barramento.

**Tabela 5.4** – Propostas de venda nos períodos considerados.

Períodos	1		2		3	
Nós	Pg (MW)	Preço (€/MWh)	Pg (MW)	Preço (€/MWh)	Pg (MW)	Preço (€/MWh)
1	410	0,22	990	0,39	800	0,36
2	415	0,25	920	0,42	850	0,39
7	385	0,2	880	0,44	700	0,41
13	85	0,28	280	0,57	210	0,45
15	170	0,31	310	0,61	280	0,51
16	255	0,4	500	0,52	395	0,46
18	205	0,39	410	0,62	350	0,42
21	100	0,33	315	0,64	215	0,43
22	205	0,3	365	0,7	320	0,47
23	145	0,34	475	0,49	410	0,49

Tal como já explicado anteriormente, existe uma zona de interligação entre as sub-redes, pelo que na Tabela 5.5 se definem claramente os ramos de interligação existentes.

---

**Tabela 5. 5** – Ramos de interligação da rede.

Ramos de interligação	
i	j
3	24
9	11
9	12
10	11
10	12

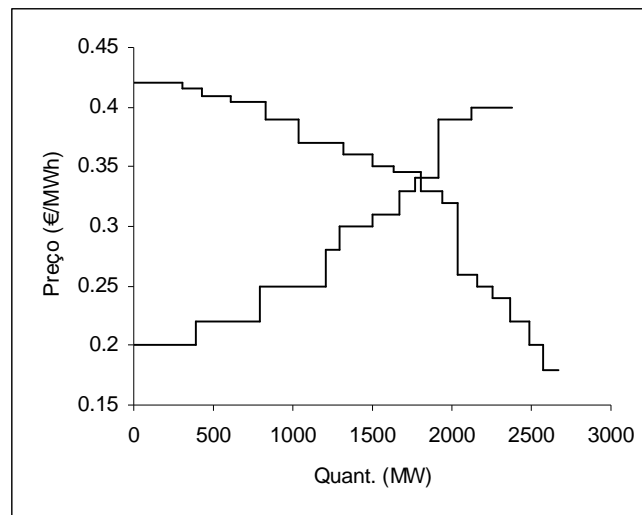
## 5.2. Resultados obtidos

Após a introdução de toda a informação respeitante à caracterização do sistema em estudo descrita no ponto anterior e devidamente guardada nos ficheiros referidos no Capítulo 4, procedeu-se à simulação do funcionamento da rede com o objectivo de determinar as quantidades compradas e vendidas no mercado de electricidade.

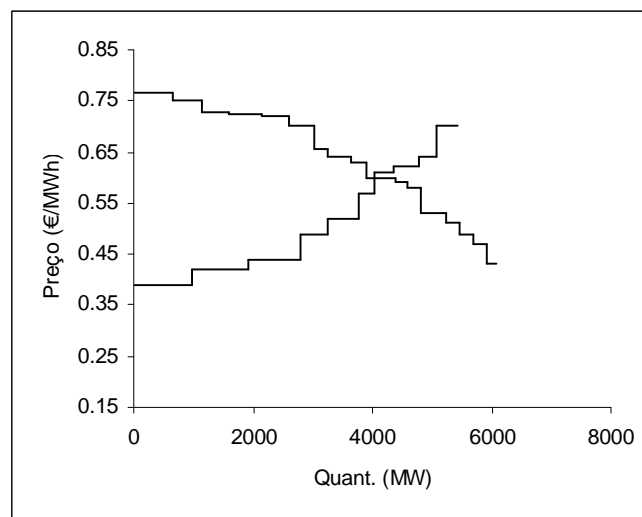
Com o intuito de analisar a realidade de um diagrama de cargas diário considerou-se um período correspondente a 24 horas, tendo este período sido separado em três situações típicas de exploração:

- Vazio: consumo menor, produção menor e valores de mercado mais baixos;
- Ponta: elevados consumos e produção com preços também elevados em comparação com as restantes situações;
- Cheias: existência de um consumo e produção intermédios com preço de mercado também intermédio.

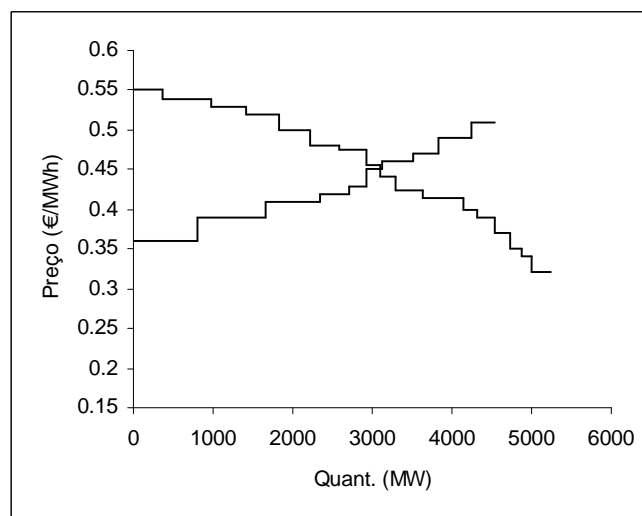
De início, a aplicação desenvolvida resolve o problema de optimização (4.1) a (4.4) para cada um dos três períodos considerados, de modo a obter o despacho puramente económico e o preço de mercado. De uma forma gráfica, as Figuras 5.2. a), b) e c) apresentam as curvas agregadas das propostas de compra e venda em cada período considerado.



a)



b)



c)

**Figura 5. 2** – Mercado em *pool* simétrico: a) Período 1; b) Período 2; c) Período 3.

Os resultados obtidos para as três situações estudadas encontram-se apresentados nas tabelas seguintes.

**Tabela 5. 6** – Potência consumida e produzida em cada barramento.

Barramento	Vazio		Ponta		Cheias	
	Pg (MW)	Pc (MW)	Pg (MW)	Pc (MW)	Pg (MW)	Pc (MW)
1	410	0	990	0	800	0
2	415	0	920	0	850	0
3	-	175	-	0	-	0
4	-	0	-	0	-	0
5	-	0	-	0	-	0
6	-	0	-	0	-	0
7	385	0	880	230	700	175
8	-	0	-	265	-	0
9	-	135	-	390	-	360
10	-	0	-	0	-	0
11	-	-	-	-	-	-
12	-	-	-	-	-	-
13	85	130	280	480	180	410
14	-	185	-	410	-	365
15	170	205	0	560	0	0
16	0	285	500	145	0	445
17	-	-	-	-	-	-
18	0	180	0	455	350	330
19	-	215	-	450	-	410
20	-	300	-	660	-	600
21	100	-	0	-	215	-
22	205	-	0	-	0	-
23	40	-	475	-	0	-
24	-	-	-	-	-	-

Os preços de mercado obtidos para cada um dos casos e as quantidades efectivamente negociadas são apresentados na Tabela 5.7.

**Tabela 5. 7** – Preço de mercado e quantidade negociada para cada caso.

Casos	Preço de Mercado (€/MWh)	Quantidade Negociada (MW)
Vazio	0,34	1810
Ponta	0,60	4045
Cheias	0,45	3095

Na Tabela 5.8 encontra-se uma relação dos ramos de interligação entre as duas sub-redes, permitindo assim verificar quais os ramos em que existe ou não congestionamento. Não existindo congestionamento a aplicação termina e os valores

obtidos são efectivamente aceites. Se ocorrer congestionamento em qualquer um dos ramos de interligação recorre-se ao mecanismo de *market splitting*, pelo que a aplicação é novamente executada mas considera-se que existem duas áreas distintas.

**Tabela 5. 8** – Situação dos ramos de interligação para cada um dos casos analisados.

Ramos de interligação		Vazio		Ponta		Cheias	
i	j	P <sub>ij</sub> (MW)	Estado	P <sub>ij</sub> (MW)	Estado	P <sub>ij</sub> (MW)	Estado
3	24	161,85	Não existe congest.	517,23	Existe congest.	392,95	Não existe congest.
9	11	137,81	Não existe congest.	257,79	Não existe congest.	258,53	Não existe congest.
9	12	92,14	Não existe congest.	137,54	Não existe congest.	197,56	Não existe congest.
10	11	276,94	Não existe congest.	556,34	Existe congest.	513,46	Existe congest.
10	12	231,27	Não existe congest.	436,10	Existe congest.	452,49	Existe congest.

Através da análise da Tabela 5.8 verifica-se que nos períodos de Ponta e Cheias ocorrerá uma separação da rede, pelo que nas tabelas seguintes se registam os valores obtidos por área após executar o mecanismo de mercado de acordo com as indicações referidas nos Capítulos 3 e 4.

**Tabela 5. 9** – Potência consumida e produzida em cada barramento da área 1.

Barramento	Ponta		Cheias	
	Pg (MW)	Pc (MW)	Pg (MW)	Pc (MW)
1	990	0	800	0
2	920	97,7	850	0
3	-	0	-	0
4	-	0	-	0
5	-	0	-	0
6	-	210	-	165,9
7	880	230	700	175
8	-	265	-	0
9	-	390	-	360
10	-	0	-	0

---

**Tabela 5. 10** – Preço de mercado e quantidade negociada na Ponta e Cheias na área 1.

Casos	Preço de Mercado 1 (€/MWh)	Quantidade Negociada 1 (MW)
Ponta	0,58	2790
Cheias	0,44	2350

**Tabela 5. 11** – Potência consumida e produzida em cada barramento da área 2.

Barramento	Ponta		Cheias	
	Pg (MW)	Pc (MW)	Pg (MW)	Pc (MW)
11	-	-	-	-
12	-	-	-	-
13	280	480	210	410
14	-	410	-	365
15	164,7	560	0	0
16	500	0	135,9	445
17	-	-	-	-
18	0	455	350	330
19	-	450	-	410
20	-	660	-	600
21	0	-	215	-
22	0	-	0	-
23	475	-	0	-
24	-	-	-	-

**Tabela 5. 12** – Preço de mercado e quantidade negociada na Ponta e Cheias na área 2.

Casos	Preço de Mercado 2 (€/MWh)	Quantidade Negociada 2 (MW)
Ponta	0,61	3015
Cheias	0,46	2560

As diferenças entre quantidades a consumir e a produzir em cada zona visíveis nas Tabelas 5.9 e 5.11 estão associadas aos trânsitos de potência nos ramos de interligação. Assim, por exemplo, nas horas de ponta na área 1 a quantidade a produzir é 2790 MW e a quantidade a consumir nessa área é de 1194,7 MW pelo que o trânsito de potência nos ramos de interligação é de 1595,3. Este valor resulta da soma dos limites dos ramos 3 – 24, 9 – 11, 9 – 12, 10 – 11, 10 – 12 para os ramos congestionados e do trânsito de potência obtidos para o resultado do mercado global para os ramos não congestionados.



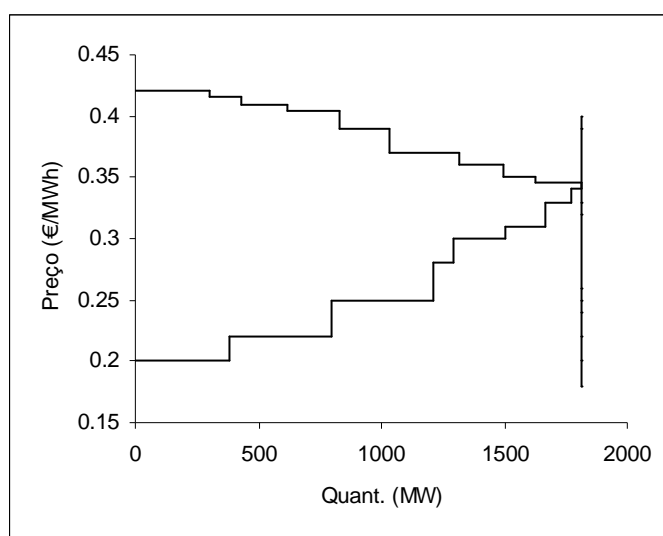
---

### 5.3. Comentários aos resultados obtidos

Os resultados obtidos serão comentados pela seguinte ordem:

- Vazio;
- Ponta;
- Cheias.

Na situação classificada como Vazio não se verificou nenhuma sobrecarga nas linhas de interligação pelo que não se recorreu ao mecanismo de *market splitting*. No entanto, ao simular um mercado em *pool* simétrico é espectável que se chegue a valores para a potência consumida que, pelos mecanismos inerentes ao mercado, deve igualar a potência produzida o que efectivamente se verifica para um valor de 1810 MW e para o preço de mercado que se fixou em 0,34 €/MWh. Com base nos resultados obtidos construiu-se o gráfico que se encontra representado na Figura 5.3.

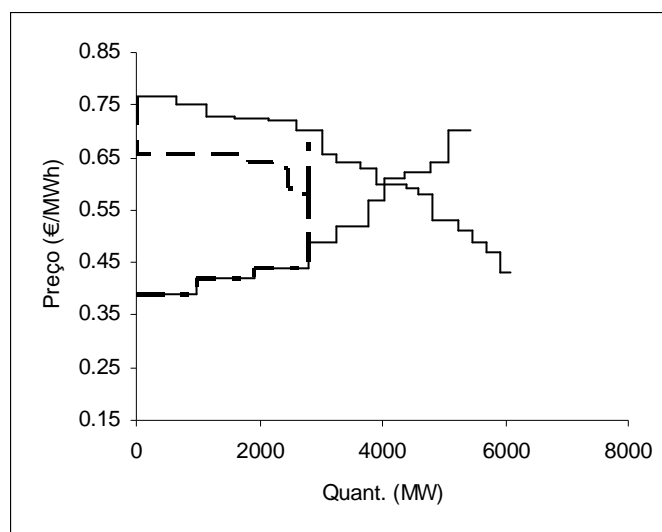


**Figura 5. 3** – Mercado em *pool* simétrico no Vazio.

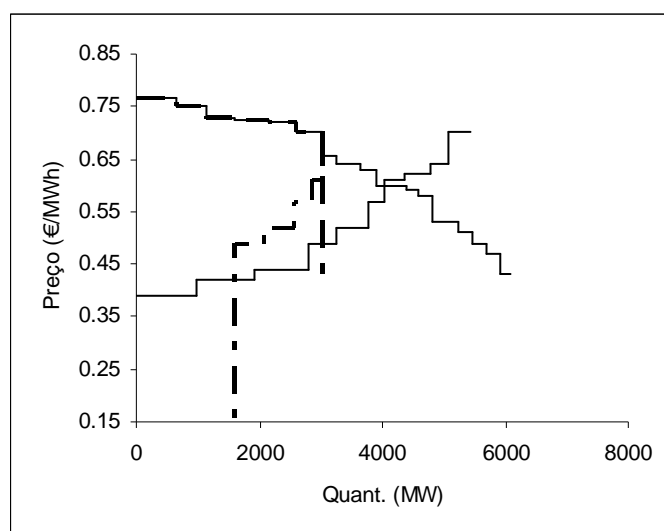
No caso descrito como Ponta ocorreu um congestionamento na maioria dos ramos de interligação sendo necessário proceder à separação da rede de transmissão de energia eléctrica em causa. Na primeira simulação em que se considerou a existência de apenas uma rede, o funcionamento do mercado em *pool* simétrico proporcionou valores para a potência consumida e para a potência produzida iguais a 4045 MW e o preço de mercado obtido foi de 0,60 €/MWh.

No entanto, com a separação da rede em duas sub-redes os valores obtidos alteraram-se ficando a área 1, área exportadora, correspondente aos primeiros 10 barramentos, com uma potência negociada de 2790 MW e um preço de mercado de 0,58 €/MWh. A área 2, área importadora, constituída pelos restantes barramentos, apresenta uma potência negociada de 3015 MW e um preço de mercado de 0,61 €/MWh. Estes valores eram de algum modo esperados, dado que a existência de congestionamento sugere que uma das áreas possui propostas de venda de energia com preços mais baixos do que a outra. Assim, quando ocorre a separação, é natural que uma zona fique mais cara e a outra mais barata em relação ao preço de mercado global inicial.

Na Figura 5.4 a) e b) apresentam-se os gráficos que ilustram a situação descrita anteriormente, onde se representa a traço cheio o gráfico relativo à rede completa. Na Figura 5.4 a) a traço interrompido representa-se o gráfico correspondente à área 1 e na Figura 5.4 b) o gráfico correspondente à área 2. Pode verificar-se facilmente que na área 1 os preços das propostas de venda aceites são mais baixos, ao contrário da área 2, pelo que a área 1 corresponde a uma área exportadora e a área 2 corresponde a uma área importadora.



a)



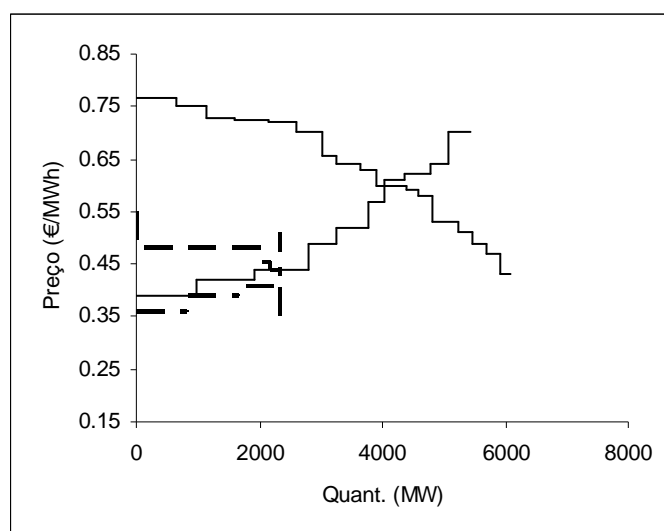
b)

**Figura 5. 4** – Mercado em *pool* simétrico na Ponta a) área 1; b) área 2.

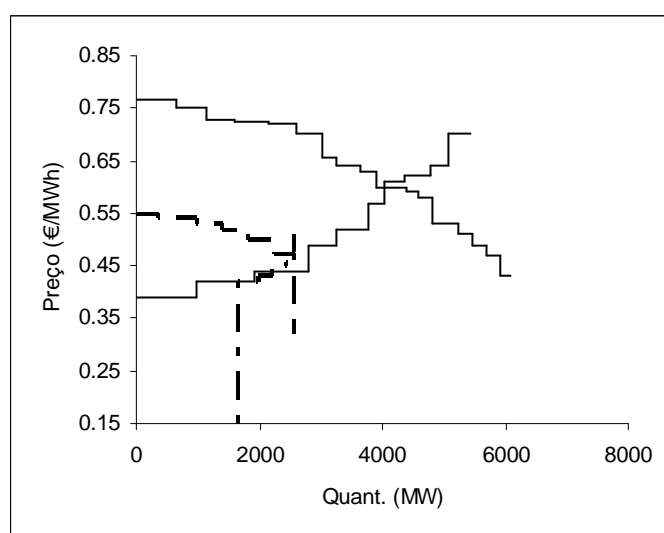
Na última situação designada como Cheias surgiram congestionamentos em alguns dos ramos de interligação. Assim, tal como no período de Ponta, deve proceder-se à separação do mercado em duas áreas. Inicialmente testou-se a rede completa o que conduziu a um despacho de 3095 MW e um preço de mercado de 0,45 €/MWh.

Em seguida, houve necessidade de correr o mercado separadamente, obtendo-se para a área 1 um valor de despacho igual a 2350 MW e um preço de mercado de 0,44 €/MWh e para a área 2 obteve-se um despacho de 2560 MW e um preço de mercado de 0,46 €/MWh. Tal como no caso anterior, existe uma variação de preços entre áreas sendo esta, no entanto, menos acentuada neste caso.

Na Figura 5.5 a) e b) apresentam-se os gráficos que ilustram a situação descrita anteriormente, onde se representa a traço cheio o gráfico relativo à rede completa. Na Figura 5.5 a) a traço interrompido representa-se o gráfico correspondente à área 1 e na Figura 5.5 b) o gráfico correspondente à área 2.



a)



b)

**Figura 5.5** – Mercado em pool simétrico na Cheias: a) área 1; b) área 2.

Verifica-se que o preço de mercado da área 1 é inferior ao preço obtido para o mercado global e o preço obtido para a área 2 é, por sua vez, mais elevado que o preço que tinha sido obtido para o mercado global. Assinala-se que este resultado corresponde ao esperado dado que a área 1 apresenta, em geral, proposta de venda com preços mais baixos pelo que corresponde a uma área exportadora e, ao contrário, a área 2 corresponde a uma área importadora.

---

## 6. Conclusões

O objectivo deste trabalho consistiu no desenvolvimento de uma ferramenta computacional que permita analisar e tirar conclusões sobre a exploração de uma rede de transporte de energia aquando da ocorrência de congestionamentos em um ou mais ramos.

Assim foi evidente ao longo do trabalho que embora os mercados de electricidade sejam genericamente eficientes, poderão também revelar-se pouco satisfatórios se a sua organização, regras ou algoritmos de funcionamento de algum modo alteram as regras fundamentais necessárias ao bom funcionamento dos mercados.

Como foi verificado ao longo deste trabalho, foram apresentados vários modelos utilizados no tratamento de congestionamentos baseados em mercados de energia eléctrica onde actuam diferentes agentes qualificados tais como comercializadores, consumidores, distribuidores e produtores. Os resultados alcançados por mercados de electricidade mais recentes parecem indicar que uma boa solução consiste numa estrutura de mercado mista que considere mercados *spot* de electricidade, mercados a prazo e financeiros e mercados de livre contratação bilateral. Procurou-se ainda com este trabalho enunciar de algum modo o funcionamento de alguns mercados de electricidade, nomeadamente, o *NordPool* e o MIBEL.

A análise do problema do tratamento de congestionamentos corresponde a uma preocupação dos diversos agentes envolvidos na exploração dos sistemas eléctricos pela importância que alcança no bom funcionamento desses mercados. Nestas condições, o algoritmo aqui apresentado pretende de algum modo contribuir para a resolução desse problema com a apresentação de uma solução simples e cujos resultados, embora experimentais, se revelam adequados.

Destaca-se ainda que a aplicação permite obter os preços de mercado e as quantidades de energia comprada e vendida em cada área e não apenas a existência ou não de congestionamentos nas linhas de interligação.

---

## Bibliografia

- Androcec, I., Wangensteen, I., “Different Methods for Congestion Management and Risk Management”, 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Estolcomo, Suécia, 11 a 15 de Junho de 2006.
- Bompard, E., Correia, P., Gross, G. e Amelin, M., “Congestion-Management Schemes: A Comparative Analysis Under a Unified Framework”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, No. 1, Fevereiro de 2003.
- Christie, R. D., Wangensteen, I., “The Energy Market in Norway and Sweden: Congestion Management”, IEEE Power Engineering Review, Vol. 18, No. 5, páginas 61 a 63, Maio de 1998.
- Fang, R. S., David, A. K., “Transmission Congestion Management in an Electricity Market”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 3, Agosto de 1999.
- Ferrer, J.-L., Baydal, E., Robles, A., López, P., Duato, J., “Congestion Management in MINs Through Marked & Packets”, 15th Euromicro International Conference on Parallel, Distributed and Network-Based Processing, páginas 254 a 261, 2007.
- Gomes, M. H. R., Saraiva, J. P. T., “Active/Reactive Dispatch in Market Environment and Nodal Active/Reactive Price Determination”, X SEPOPE, Florianópolis, Brasil, 21 a 25 de Maio de 2006.
- Gomes, M. H. R., Saraiva, J. P. T., “Active/Reactive Dispatch in Competitive Environment”, IEEE 2005 St. Petersburg Power Tech, St. Petersburg, Rússia, 27 a 30 de Junho de 2005.
- Houmøller, A. P., “Increased Competition in the Power Market – Cross-border Power Trade and Intra-day Market”, Power Industry International, World Nuclear

---

Association 32<sup>nd</sup> Annual Symposium, Londres, Inglaterra, páginas 11 a 12, 5 a 7 de Setembro de 2007.

- Kumar, A., Srivastava, S. C., Singh, S. N., “A Zonal Congestion Management Approach Using Real and Reactive Power Rescheduling”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 1, Fevereiro de 2004.
- Lo, E. O., Xie, Kai, “A Congestion Management Formulation with Inter-Temporal Constraints”, ABB Energy Information Systems, Santa Clara, California, USA, 2001.
- Lommerdal, M., Söder, L., “Simulation of Congestion Management Methods”, IEEE 2003 Bologna PowerTech Conference, Bolonha, Itália, Vol. 2, 23 a 26 de Junho de 2003.
- OFGEM, Office of Gas and Electricity Markets, “The New Electricity Trading Arrangements”, Outubro de 1999.
- Pope, J. W., “Congestion Management in Regional Transmission Organizations”, IEEE 2001 Porto Power Tech Conference, Porto, Portugal, 10 a 13 de Setembro de 2001.
- Saraiva, J. P. T., “Mercados e Qualidade”, Apontamentos da disciplina de Mercados e Qualidade do MIEEC, FEUP, Janeiro de 2007.
- Saraiva, J. P. T., Silva, J. L. P. P., Leão, M. T. P., “Mercados de Electricidade – Regulação e Tarificação de Uso das Redes”, FEUP Edições, 2002.
- Singh, H., Hao, S., e Papalexopoulos, A., “Transmission Congestion Management in Competitive Electricity Markets”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 2, páginas 672 a 678, Maio de 1998.

- 
- Vries, L. J., Hakvoort, R. A., “An Economic Assessment of Congestion Management Methods for Electricity Transmission Networks”, *Journal of Network Industries*, páginas 425 a 466, 8 de Maio de 2001.
  - Vries, L. J., “Capacity Allocation in a Restructured Electricity Market: Technical and Economic Evaluation of Congestion Management Methods on Interconnectors”, *IEEE 2001 Porto Power Tech Conference*, Porto, Portugal, 10 a 13 de Setembro de 2001.
  - Wang, X., Song, Y. H., “Advanced Real-Time Congestion Management through Both Pool Balancing Market and Bilateral Market”, *IEEE Power Engineering Review*, Vol. 20, páginas 47 a 49, Fevereiro de 2000.
  - Yao, L., Cartwright, P., Schmitt, L. e Zhang, X.-P., “Congestion Management of Transmission Systems Using FACTS”, *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific*, Dalian, China, 2005.
  - Yu, J., Mickey, J., “Market Solution in ERCOT Balancing Energy Market”, *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, Vol. 3, páginas 1348 a 1353, 25 de Julho de 2002.